



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Eléctrica

PROYECTO FIN DE CARRERA

Sistemas Eléctricos. Pagos por Capacidad vs Mercados de Capacidad.

Titulación: Ingeniería Técnica Industrial en Electrónica Industrial

Autor: Jose Antonio Sánchez Jiménez

Director: Fernando Soto Martos

Leganés, Diciembre de 2012





Título: Sistemas Eléctricos. Pagos por Capacidad vs Mercados de Capacidad.

Autor: Jose Antonio Sánchez Jiménez.

Director: Fernando Soto Martos.

EL TRIBUNAL

Presidente: Edgardo Daniel Castronuovo.

Vocal: Rosa María de la Cruz Fernández.

Secretario: Ignacio Antonio Calle.

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 05 de Diciembre de 2012 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE





Agradecimientos

A Fernando Soto, por su ayuda y supervisión del proyecto.

A mi familia, por toda la ayuda, el apoyo y la confianza que me han demostrado durante estos años.



Resumen

El proyecto que a continuación se expone, trata sobre los mecanismos utilizados para garantizar el suministro eléctrico a medio y largo plazo. Estos mecanismos se basan en establecer una cierta remuneración por la capacidad futura, y en concreto el utilizado en España, los pagos por capacidad. Dichos pagos se establecen por parte del regulador para incentivar la inversión en nueva generación y así garantizar el suministro eléctrico. Esta remuneración es aplicada a un determinado tipo de centrales de generación, para que recuperen parte de sus costes de inversión.

Frente a estos mecanismos, como los pagos por capacidad, en otros sistemas y mercados eléctricos, se considera que el mercado eléctrico da las suficientes señales para incentivar la inversión en nueva capacidad. En el proyecto se presentan las opiniones y argumentos a favor y en contra de los mecanismos existentes.

También se presenta la normativa de pagos por capacidad existente en España y varios ejemplos de su aplicación.

Palabras clave: pagos por capacidad, mercados de capacidad, garantizar el suministro eléctrico, inversión en nueva generación, mercados eléctricos.



Abstract

The project that is set forth below, concerns the mechanisms use for guaranteeing electrical supply in the medium and long term. These mechanisms are based on the establishing a certain remuneration for future capacity, specifically that is used in Spain, capacity payments. Such payments are established to encourage investment in new generation by the regulator and so guarantee electrical supply. This remuneration is applied to a certain type of generation plants to recover some of their investment costs.

Front of these mechanisms, as capacity payments, in other systems and electricity markets, it is considered that electricity market gives sufficient signals to encourage investment in new capacity. In the project is presented opinions and arguments in favor and against of existing mechanisms.

It is also presented the existing regulations of capacity payments in Spain and several examples of his application.

Keywords: capacity payments, capacity markets, ensure the electrical supply, investment in new generation, electricity markets.

Índice general

1. Introducción.....	1
2. Objetivos del PFC.....	2
3. Mercados Eléctricos	3
3.1 Funcionamiento del sistema eléctrico.....	3
3.2 Tipos de mercados eléctricos.....	7
3.2.1 Mercado a plazos	8
3.2.2 Mercado Diario.....	10
4. Variables a evaluar ante la toma de decisión para la inversión en mercados eléctricos	13
4.1 Introducción.....	13
4.2 Competencia	14
4.3 Seguridad del Suministro	15
4.4 La recuperación de los costes fijos de los generadores	17
5. Como se garantiza una potencia suficiente para un suministro fiable.....	19
5.1 Contratación bilateral a largo plazo.....	20
5.2 “Leave it to the Market”	21
5.3 Subastas para nuevos entrantes.....	22
5.4 Compra de centrales por parte del Operador del Sistema	24
5.5 Mercado de Capacidad	25
5.6 Pagos por Capacidad	27
5.7 Pagos por capacidad vs Mercados de Capacidad	30
6. Pagos por Capacidad. Normativa Española.....	32
6.1 Antecedentes.....	32

6.2 Normativa Vigente	34
6.2.1 Anexo III de la Orden ITC/2794/2007	35
6.2.2 La Orden ITC/3127/2011	36
6.2.3 Real Decreto-Ley 13/2012 del 30 de marzo de 2012	41
7. Pagos por capacidad. Opiniones de los agentes	43
7.1 Opiniones de empresas europeas	44
7.1.1 Opiniones de Eurelectric	44
7.1.1.1 Introducción.....	44
7.1.1.1.1 Cambios importantes en el marco regulatorio y de mercado en la actual y futura Unión Europea.....	45
7.1.1.1.2 Necesidades y problemas para garantizar la inversión en generación.	46
7.1.1.2 Soluciones propuestas para garantizar nueva generación a futuro	47
7.1.1.2.1 Mejorar los actuales mercados eléctricos	47
7.1.1.2.2 Problemas ante las mejoras propuestas de los actuales mercados eléctricos.....	48
7.1.1.2.3 Los pagos de capacidad como solución.....	49
7.1.1.3 Método de mecanismos de remuneración por capacidad.	50
7.1.1.4 Diseño de un modelo de pagos por capacidad.....	52
7.1.1.5 Problemas que surgen con los mecanismos de remuneración por capacidad.	53
7.1.1.6 Procedimiento a seguir ante la introducción de mecanismos de remuneración	54
7.1.1.7 Conclusiones y recomendaciones.....	56
7.1.2. Opiniones de IFIEC	58
7.1.2.1 Introducción.....	58
7.1.2.2 Documento IFIEC	58



7.2 Opiniones de expertos españoles	60
7.2.1 Opinión de Jorge Fabra.....	60
7.2.2 Opinión de Natalia Fabra.....	61
7.2.3 Opinión de Juan de la Cruz Ferrer.....	62
7.2.4 Opinión de José Ignacio Pérez Arriaga	63
7.3 Problemáticas con las Energías Renovables.....	65
7.4 Exceso de pagos por capacidad	68
7.4.1 Introducción.....	68
7.4.2 Ejemplos	69
7.4.3 Conclusiones.....	72
8. Conclusiones.....	73
9. Presupuesto.....	75
Glosario de Términos	78

Índice de Figuras

Figura 1- Evolución de la red de transporte en España e instalaciones de la red de transporte en España.....	4
Figura 2- Potencia instalada y cobertura de la demanda anual en el sistema eléctrico español.....	6
Figura 3 - Diagrama del mercado a largo plazo del sistema eléctrico español.....	9
Figura 4 - Diagrama del mercado a corto plazo del sistema eléctrico español.....	10
Figura 5 - Esquema de la construcción de las curvas de la oferta y la demanda.....	12
Figura 6- Tabla de los periodos tarifarios de las diferentes tarifas.....	39
Figura 7- Evolución del precio del incentivo a la inversión y al servicio de disponibilidad.....	42
Figura 8- Tabla de los sistemas de apoyo a la electricidad de origen renovable.....	66
Figura 9- Presupuesto del proyecto fin de carrera.....	75

1. Introducción

En este Proyecto Fin de Carrera (PFC) se estudian y analizan las opciones del mercado eléctrico para garantizar el suministro eléctrico, principalmente centrado en el método usado en España, los pagos por capacidad. Este método es utilizado para incentivar la inversión en nueva generación y para garantizar la generación de energía, en la que por medio de pagos remunerados a unas determinadas centrales, que a priori no consiguen recuperar sus costes de inversión, se les aplica este método permitiendo recuperar parte de sus costes y así conseguir los objetivos propuestos por el administrador del sistema para mantener el mercado eléctrico en correcto funcionamiento, consiguiendo suministrar energía eléctrica a la demanda total del sistema.

En un principio, en el apartado 3, se explica el funcionamiento del sistema eléctrico español y los tipos de mercados eléctricos en España, el mercado a plazos y el mercado diario.

Después de esta introducción al mercado eléctrico, en el capítulo 4 se muestra las variables que influyen en la inversión de empresas en los mercados eléctricos, como afecta a una nueva empresa generadora que quiera entrar en el mercado, la competencia, como suministrar la energía y principalmente como recuperar sus costes fijos, en donde se muestra el tipo de opciones que se dispone para recuperar la inversión, introduciendo una pequeña descripción de una de las soluciones, los pagos por capacidad.

En el capítulo 5 se analizan los tipos de mecanismos utilizados por diferentes países para garantizar la potencia suficiente demandada y asegurar el suministro. Dependiendo de cada país, su industria, su consumo, sus limitaciones geográficas y ambientales, se han seleccionado distintos métodos para conseguir sus objetivos; se expondrán los distintos métodos con sus características, sus ventajas y sus desventajas.

En el apartado 6 se estudia la normativa relativa al tipo de mecanismo utilizado en España, que opta por el sistema remunerado de los pagos por capacidad. Se analiza tanto la normativa vigente en órdenes y reales decretos como las antiguas Leyes, las cuales se han reformado en búsqueda de nuevas mejoras y cambios en las remuneraciones debido al periodo de crisis.

Una vez analizados todos los métodos posibles y el establecido en España, en el apartado 7 se analizan las diferentes opiniones sobre los pagos por capacidad de diferentes empresas del sector eléctrico, las cuales, unas estarán a favor y otras en contra de esta remuneración. En este análisis, también se estudia, con el apoyo de la normativa española, los pagos que pueden recibir diferentes empresas generadoras por aportar energía al mercado eléctrico.

Por último, en el apartado 8 se realizarán las conclusiones, se analizarán las principales actividades realizadas en este PFC, así como el desarrollo personal que se ha alcanzado con la elaboración de este trabajo.



2. Objetivos del PFC

El objetivo principal de este proyecto fin de carrera consiste en el análisis de los mecanismos existentes en los distintos mercados eléctricos para garantizar la inversión en capacidad de generación futura, que garantice el suministro de electricidad.

En particular, se analizará el mecanismo de los pagos por capacidad establecidos en España.

Por otro lado, se realizará un estudio bibliográfico que permita conocer la opinión de expertos tanto nacionales como internacionales sobre la materia, exponiendo las ventajas e inconvenientes de estos mecanismos.

3. Mercados Eléctricos

3.1 Funcionamiento del sistema eléctrico

El sistema eléctrico es un conjunto de elementos que hacen posible disponer de energía eléctrica en cualquier punto en el que se considere adecuada o necesaria su utilización.

Algunas de las características del sistema eléctrico son:

Sistema dinámico, que debe mantener equilibrio entre generación, demanda y pérdidas.

Tiene una respuesta en tiempo real, demanda variable.

La energía eléctrica no es almacenable en cantidades significativas.

Se producen pérdidas de energía en los elementos de la red, 1,5% en la red de transporte y entre 5 a 10% en la red de distribución.

El funcionamiento correcto del sistema eléctrico exige el cumplimiento de ciertos requisitos de continuidad, calidad de onda, valores de tensión y frecuencia.

El sistema eléctrico consta de diferentes procesos bien diferenciados como son la generación, transporte, distribución y consumo.

La Generación, se realiza en centrales de producción, se suelen ubicar en las zonas alejadas de los centros de consumo. Los productores de energía eléctrica tienen la función de producir energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las centrales de producción. La producción se realiza típicamente a los niveles de 6 a 20kV, posteriormente se eleva la tensión en subestaciones elevadoras hasta la tensión de transporte 220 ó 400kV.

Según la tecnología empleada para la generación, los productores se dividen:

- Productores de régimen especial, formado por centrales renovables (como las centrales eólicas, mini hidráulica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, térmica renovable) y cogeneración (toda aquella producción de menos de 50 MW que recibe un incentivo o prima del Gobierno para su fomento).

- Productores de régimen ordinario, formado por centrales convencionales (nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado) de más de 50 MW y que tienen la obligación de vender toda su producción en el mercado.

El agente que se encarga de supervisar en tiempo real el correcto funcionamiento de las instalaciones de generación y transporte, siguiendo el consumo y la producción programada en las centrales, es el Operador del Sistema, función que en España está asignada a Red Eléctrica de España.

El transporte, consiste en llevar grandes cantidades de energía eléctrica desde los

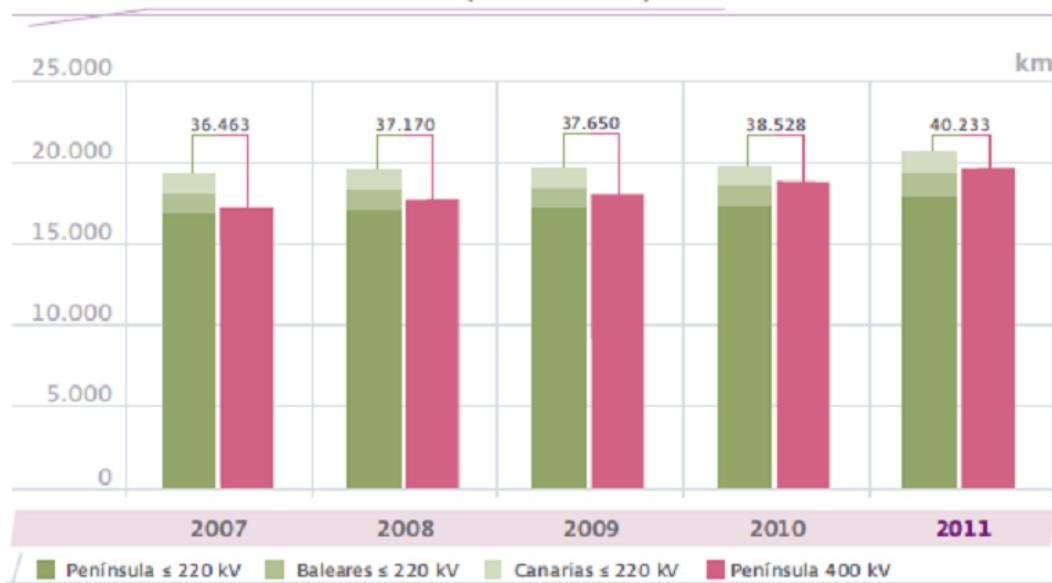
centros productores hasta las zonas consumidoras. Para realizar esta actividad es necesario diseñar, construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte. Suele realizarse a grandes tensiones elevadas para reducir pérdidas.

Las líneas de transporte suelen ser generalmente aéreas, pero también hay subterráneas y submarinas, operan a muy alta tensión, 220 ó 400kV, formando una estructura mallada que cubre todo la península interconectando generación y centros de consumo.

Con el aumento de la demanda, en número de kilómetros de líneas en 400kV ha crecido substancialmente, según el informe de REE (Red Eléctrica de España) [2], en diciembre de 2011 hay 19.622 km de líneas en la península, mientras que la de 220kV ha experimentado poca variación en los últimos 20 años, con 17.773 km en la península, 1.539 en Baleares y 1299 en Canarias.

Se muestra a continuación, unos diagramas sobre las instalaciones de red de transporte instalada en España y su evolución durante los años anteriores.

Evolución de la red de transporte en España



Instalaciones de la red de transporte en España

	400 kV		≤ 220 kV		Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
Total líneas (km)	19.622	17.773	1.539	1.299	40.233
Líneas aéreas (km)	19.567	17.235	1.089	1.023	38.914
Cable submarino (km)	29	236	306	15	586
Cable subterráneo (km)	26	302	145	261	733
Transformación (MVA)	71.509	63	2.248	1.375	75.195

Datos de km de circuito y capacidad de transformación a 31 de diciembre del 2011.

Figura 1- Evolución de la red de transporte en España e instalaciones de la red de transporte en España. (Fuente: El sistema eléctrico español avance del informe 2011, REE, página web, 2011).

En la figura 1, se observa continuo aumento de la red de transporte en España cada año, tanto para la península como para Baleares y Canarias, consiguiendo llevar grandes cantidades de energía eléctrica a nuevas áreas.

La distribución, se encarga de suministrar la energía eléctrica a diferentes niveles de tensión hasta el consumidor final. Para ello es necesario: diseñar, construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo. La interconexión entre los distintos niveles de tensión se realiza en las subestaciones y centros de transformación. Después de transportar la energía, en las subestaciones transformadoras se reduce la tensión de la red a tensiones de reparto 132, 110, 66 kV. En la red de reparto, se distribuye la energía hasta llegar a las subestaciones de distribución de media tensión, en estas se transforma la tensión hasta el nivel de tensión de 20, 45kV. La red de distribución media tensión cubre la superficie del centro de consumo uniendo las subestación de distribución con los centros de transformación, en los que se vuelve a reducir hasta baja tensión, menor a 1kV, 400V.

Red Eléctrica de España tiene asignada la función de transportista por toda España a través de la red de transporte, y las compañías eléctricas tradicionales son las encargadas de distribuir la electricidad al cliente final.

Los diferentes procesos del sistema eléctrico se realizan siguiendo unas reglas técnicas de operación denominadas procedimientos de operación, los cuales están supervisados en todo momento para asegurar el correcto funcionamiento del sistema (Operación del Sistema).

La explotación de las redes eléctricas de transporte y distribución tienden a un sistema de monopolio, haciendo ineficiente la introducción de la competencia, por esto se estableció la Ley del Sector Eléctrico (LSE), en la que se definieron los papeles de los diferentes participantes del sector eléctrico:

- Los comercializadores son aquellos agentes que tienen como función vender la energía eléctrica a los consumidores, accediendo a las redes de transporte o distribución. Entre ellos están, los Comercializadores de Último Recurso (CUR), designados por el regulador, funcional y jurídicamente separados del resto de empresas que operan en el sector, son los encargados de suministrar energía a aquellos consumidores acogidos a la Tarifa de Último Recurso (TUR), fijada por el Gobierno.

- Los consumidores son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo. Hay un tipo de consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción, se denominan Consumidores Directos en Mercado.

- El operador del mercado (OMEL) es una sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de

energía eléctrica a cambio de una retribución fijada por la regulación. En la actualidad OMEL está integrado en OMIE (Operador del Mercado Ibérico Español) y se encarga del mercado diario e intradiario en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL).

-El Operador del Sistema (Red Eléctrica de España) es una sociedad mercantil que se encarga de llevar a cabo las actividades asociadas a la operación técnica del sistema eléctrico, garantizando la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación de los sistemas de producción y transporte. Red Eléctrica de España opera tanto en la península como en los sistemas insulares y extrapeninsulares.

Una vez definida la estructura del sistema eléctrico, hay que considerar cual es el uso final de la energía, esto es la demanda de energía eléctrica. El consumo de electricidad se concentra en grandes aglomeraciones de población, zonas muy industrializadas principalmente. Hay una demanda creciente e indexada al PIB (Producto Interior Bruto).

Los principales factores que afectan a la demanda son: la climatología (estacionalidad, temperatura, nubosidad), el calendario (laboralidad, tipos de días) y la actividad económica (crecimiento económico y coyunturas).

Se muestra en la figura 2, unos diagramas sobre la potencia instalada y demanda anual en el sistema eléctrico peninsular.

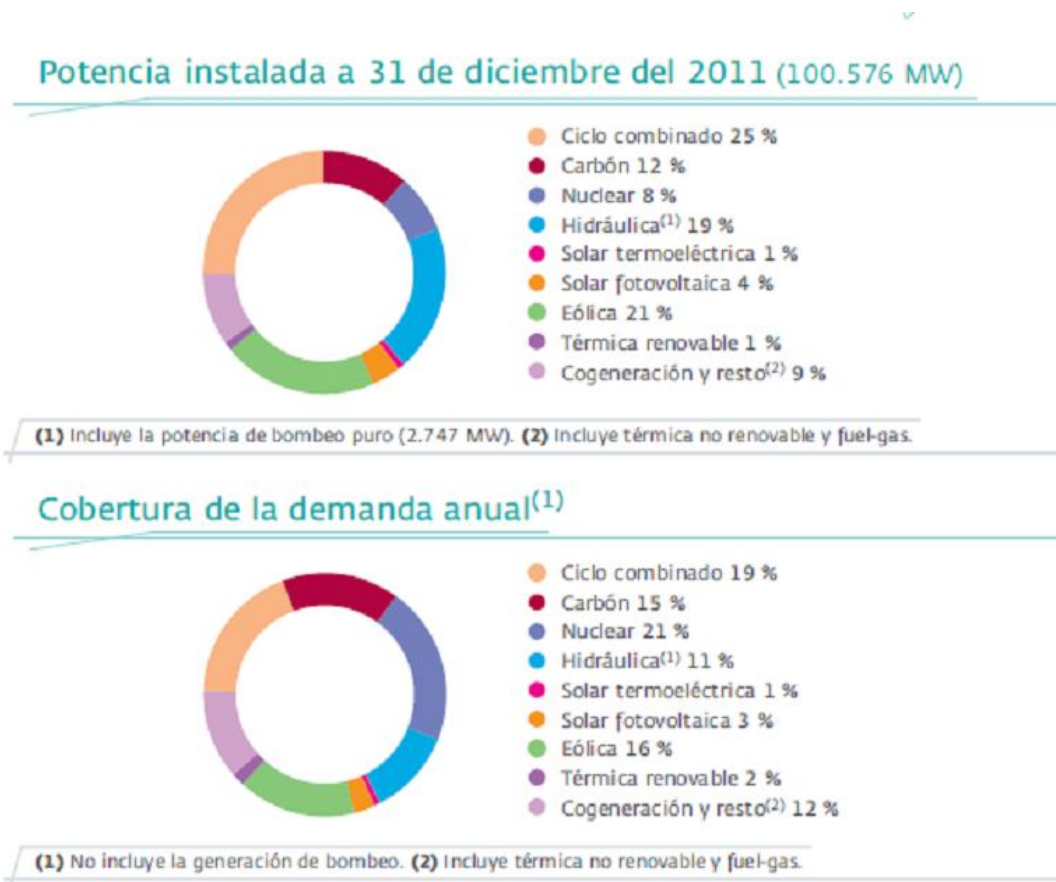


Figura 2- Potencia instalada y cobertura de la demanda anual en el sistema eléctrico español. (Fuente: El sistema eléctrico español avance del informe 2011, REE, página web, 2011).

En la figura 2, se observa como las centrales de generación aportan una mayor cobertura anual para conseguir abastecer la demanda, son las centrales nucleares, seguidas de las de ciclo combinado. Se procura recurrir a las centrales renovables, pero estas en determinados momentos no cubren la demanda total de energía y por lo tanto, se recurre a las centrales nucleares, ciclo combinado o carbón que generan una gran cantidad de energía.

3.2 Tipos de mercados eléctricos

El mercado de electricidad en España se basa en una serie de mercados en los que se intercambia energía entre generación y demanda para diferentes plazos de tiempo. Existen diferentes mercados eléctricos:

- Uno de ellos es el mercado a plazo, en los que se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas, estamos hablando de días, semanas, meses o años anteriores a la entrega de la energía.

- Otro es el mercado de contado o spot, en el cual los operadores compran y venden la materia prima real, física y la transacción se realiza al contado. Este engloba a diferentes tipos de mercados:

- El mercado diario, se realizan los intercambios de energía un día antes de generar/consumir la energía, para cada hora del siguiente día. Este está organizado por OMEL (Operador del Mercado Eléctrico).

- También existen los mercados intradiarios, hay 6 en la actualidad situados en las horas anteriores a la generación/consumo, en el cual los agentes ajustan sus posiciones comprando y vendiendo energía, esta gestionado por el OMEL.

- El últimos de ellos, es el mercado a corto plazo, que comprende el periodo de tiempo desde horas hasta minutos antes de la generación/consumo. Aquí los generadores suelen ofrecer unos servicios al sistema en diversos mercados organizados por el Operador del Sistema, REE.

La función principal del Operador del Sistema consiste en garantizar el equilibrio entre la producción de energía y el consumo de forma precisa e instantánea. Para ello, prevé el consumo, opera y supervisa en tiempo real las instalaciones de generación y transporte, logrando que la producción programada en las centrales coincida en todo momento con la demanda real de los consumidores. En el caso de que difiera, envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones aumentando o disminuyendo la generación de energía.

3.2.1 Mercado a plazos

En el mercado a largo plazo, los compradores y vendedores intercambian diferentes tipos de contratos, con periodos de entrega de distinta duración, pueden ser para años, trimestres o meses. Hay distintos tipos de mercados a plazo:

- Contratos bilaterales, se adaptan a las necesidades de los compradores y vendedores, pueden ser de entrega física de la energía o con liquidación financiera por diferencias (la diferencia entre el precio del mercado diario y el precio pactado en el contrato).

- También existe la contratación a través de mercados organizados, subastas organizadas o bilateralmente entre los agentes, conocido como mercado “over the counter” u OTC, mercados no organizados, en el que los agentes cierran las transacciones por medio de intermediarios o brokers.

En el mercado no organizado de contratos bilaterales conocido como mercado “over the counter” u OTC. Incluye el mercado de contratos bilaterales físicos y el mercado financiero OTC, en el que los agentes compradores y vendedores intercambian bilateralmente contratos diseñados a medida en función de sus necesidades, sin necesidad de acudir a una institución gestora de un mercado. En este mercado se intercambia un porcentaje relativamente bajo de contratos. Para este tipo de mercado, los riesgos que deben asumir los agentes son elevados, por lo que solo será rentable para grandes consumidores con gran capacidad de gestión del riesgo o mayoristas.

Las subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso).

Las subastas de energía para el suministro a tarifa, es un mecanismo de compra de energía destinada a los consumidores acogidos a la tarifa regulada, implantado en España (junio 2007). Además de estas subastas, los distribuidores también pueden adquirir energía en las subastas del mercado a plazo OMIP y en el mercado diario para suministrar electricidad a los consumidores del mercado regulado. Las subastas CESUR se aprobaron para fomentar la liquidez de los mercados a plazo e intentar prever el coste de adquisición de la energía para los consumidores regulados.

Por ultimo existe el mercado organizado de futuros eléctricos del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), OMIP. Una entidad privada independiente (OMIP) gestiona un mercado, en el que los contratos están estandarizados y los participantes se adhieren a unas reglas determinadas de participación y negociación. Se creó con los objetivos de contribuir al desarrollo del mercado ibérico de electricidad, promover precios de referencia ibéricos, proveer a los clientes de herramientas que les permita gestionar eficientemente sus riesgos y conseguir superar algunas limitaciones del mercado OTC.



Figura 3- Diagrama del mercado a largo plazo del sistema eléctrico español. (Fuente: web www.energiaysociedad.es. A fecha de 26 de octubre de 2012).

En la figura 3, se observan los diferentes tipos de mercados a plazo existentes en España actualmente.

Los mercados a plazo tienen una gran importancia, ya que ayudan a facilitar la gestión del riesgo de las empresas, obteniendo contratos que tengan una determinada rentabilidad, sin asumir riesgos excesivos por la variación de precios en el mercado diario, y así ayudando a la competencia de mayorista y minorista.

A los generadores, les posibilita fijar un nivel de ingresos estable y aceptable para la cantidad objeto de contratación.

También favorece a los consumidores que busquen estabilizar los pagos por su energía, aunque la mayor parte de las ventajas de esta contratación son ofrecidas a los comercializadores, los cuales disponen de un gran cartera de clientes y suministradores y especialistas en la gestión de riesgos, que pueden ofrecer una cobertura de precios mejor que la que pueda obtener el cliente de forma directa.

Los comercializadores que optimicen el conjunto de contratos en su cartera serán capaces de competir por los clientes finales con ventaja, o de encontrar más oportunidades de inversión en unidades de generación (en el caso de las empresas de generación). Los clientes industriales electro-intensivos que, a través de la contratación a plazo, consigan unos precios de la energía más adecuados que sus competidores, también posicionarán su producto de manera más competitiva.

También hay que destacar que las contrataciones a plazo no tienen por qué tener unos precios más bajos que el mercado al contado, pero normalmente es así ya que sino no existirían. La principal función de la contratación a plazo es fijar un precio entre el comprador y el vendedor que de una cierta seguridad en el futuro, para conseguir

estabilizar las corrientes de pagos o cobros de la energía y eliminar el riesgo de precios. Puede ser que en el momento de la entrega, el precio diario sea superior al pactado en el contrato a plazo, por lo que el comprador obtendrá ventajas, pero puede ocurrir al contrario.

En el mercado español en 2008, los contratos con entrega física (obligación de entrega de la energía) cubrían, un tercio de la demanda horaria media y los contratos con liquidación financiera (sin obligación de entrega de energía), suponían el 15% de la demanda total.

En otros países europeos con mercados a plazo más desarrollados, se obtienen cifras de intercambios muy superiores. Un ejemplo, en Noruega, Finlandia, Suecia y Dinamarca se contrató, por medio de contratos bilaterales, más del 50% de la demanda [3].

3.2.2 Mercado Diario

El mercado diario de producción de energía eléctrica tiene como objetivo realizar las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado.

El mercado eléctrico diario se organizó según la Ley 54/1997 [17], Ley del Sector Eléctrico y las reglas de funcionamiento están anotadas en las Reglas de Mercado de Producción.

El mercado diario esta gestionado por el OMEL, es una entidad privada que se encarga de gestionar el mercado y garantizar que la contratación se lleve en condiciones de transparencia, objetividad e independencia.

Este mercado se produce el día anterior al de entrega de energía (día D-1), en el los agentes intercambian energía para cada una de las horas del día siguiente, por lo que habrá 24 productos diferentes.

tiempo	Mercado	Quién lo gestiona	Producto	
Antes del despacho (hasta D-1)	Mercado de contratos bilaterales	OTC, OMIP	Contratos a plazo físicos y financieros	MERCADOS A PLAZO
	Subastas de contratos a plazo	VPP: Endesa / IBD CESUR: CNE	VPP: Opciones sobre MW CESUR: Contratos físicos	
Día anterior al despacho (D-1)	Mercado del día anterior	OMEL	Energía horaria	MERCADO DIARIO
	Mercado de restricciones	REE	REE compra opciones sobre energía (subir/bajar)	
	Mercados de SSCC: Reserva secundaria Reserva terciaria	REE	Reserva 2ª: MW Reserva 3ª: MWh El resto de SSCC son obligatorios	
Día del despacho (D)	Intradiarios	OMEL	Energía horaria	MERCADOS DE CORTO PLAZO
	Gestión de desvíos	REE	Energía a subir y bajar	
	Gestión de restricciones	REE	Energía a subir y bajar	

Figura 4- Diagrama del mercado a corto plazo del sistema eléctrico español. (Fuente: web www.energiaysociedad.es. A fecha de 26 de octubre de 2012).

En la figura 4, se observa quién gestiona y lo que ofrecen, el mercado diario y de corto plazo en España actualmente.

Los pasos a seguir para intercambiar el producto serán los siguientes:

- Los vendedores, serán los generadores, importadores, comerciantes y otros intermediarios, los cuales presentan ofertas de venta a OMEL. Estos vendedores están obligados a adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica por medio de la suscripción al Contrato de Adhesión.

Los compradores, serán distribuidores, comercializadores, consumidores finales, exportadores, comerciantes y otros intermediarios, presentarán las ofertas de compra a OMEL para cada hora.

- Con las ofertas presentadas, OMEL se encarga de construir las curvas de oferta y demanda de cada hora del día siguiente.

- Cuando se crucen las curvas de oferta y demanda resultara el precio del mercado para cada hora del día siguiente, identificándose las ofertas “casadas” (las ofertas de venta y de compra que se convierten en compromisos firmes de venta / compra de energía) y obtendrá el precio del mercado horario para ese periodo.

- Los compradores pueden presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica, para ello, tendrán que inscribirse en el Registro Administrativo correspondiente y adherirse a las Reglas del Funcionamiento del Mercado.

Hay diferentes tipos de compradores: los comercializadores de último recurso que adquieren energía para suministrar a los consumidores a tarifa regulada, los comercializadores que la venden a los consumidores directamente y los consumidores directos que obtienen energía por medio de un comercializador.

Por otra parte en el mercado diario también se integran las posiciones abiertas del mercado a plazo celebrado por OMIP, mediante la presentación de ofertas de compra o venta, se añaden las subastas de emisiones primarias de energía por la parte que acude al mercado diario para vender o comprar la energía comprometida en dichas subastas. Además se integran las subastas de distribución por la parte de los productores que acuden al mercado diario para adquirir la energía cumpliendo los compromisos de los contratos de las subastas.

En el siguiente esquema se muestra como los agentes vendedores y compradores envían las ofertas para cada hora del día siguiente y OMEL se encarga de construir las curvas de oferta y demanda para cada hora y obtiene la oferta casada.

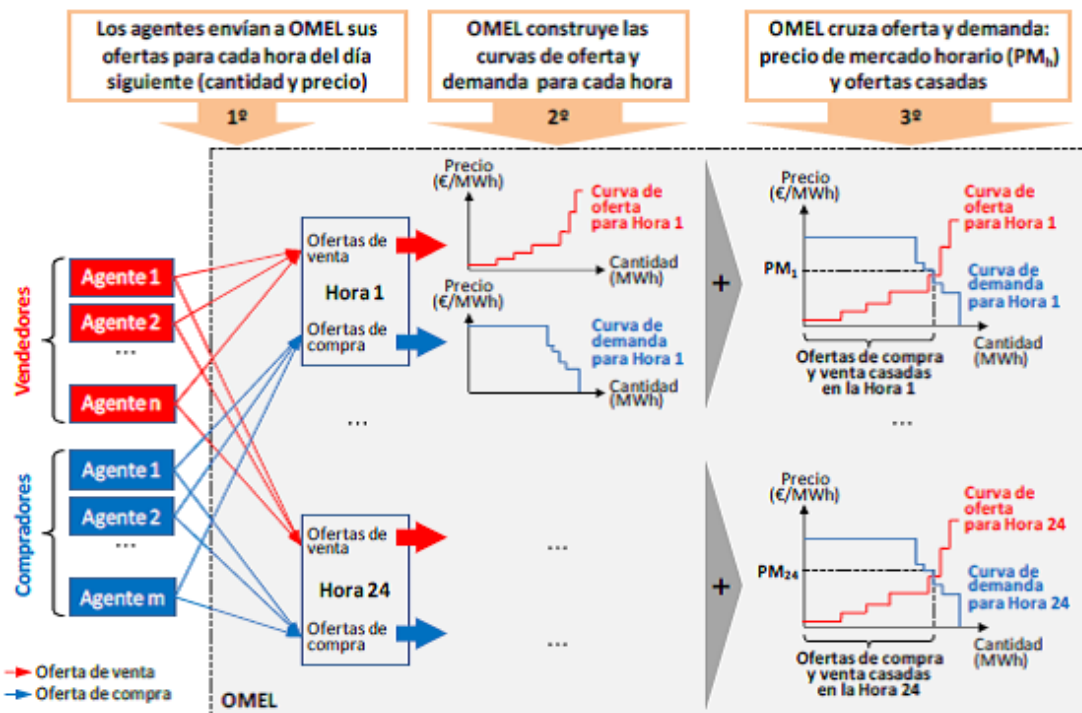


Figura 5- Esquema de la construcción de las curvas de la oferta y la demanda. (Fuente: web www.energiaysociedad.es. A fecha de 26 de octubre de 2012).

En la figura 5, se observa como se construyen la curva de la oferta y la demanda. Primero los agentes vendedores envían las ofertas de venta a OMEL para cada hora del día siguiente, lo mismo sucede con los agentes compradores, pero estos envían las ofertas de compra. OMEL se encarga de construir las curvas de oferta y demanda para cada hora y donde se cruzan las ofertas, resulta la oferta casada, la energía que se intercambiará finalmente al precio del mercado.

4. Variables a evaluar ante la toma de decisión para la inversión en mercados eléctricos

4.1 Introducción

Un empresario que quiera invertir en una planta de generación de energía eléctrica, necesitará conocer unos ciertos parámetros que favorezcan su toma de decisión, en definitiva si será o no rentable la inversión. Para ello, es conveniente que conozca su competencia, como asegurar energía a los mercados y principalmente como recuperar sus costes de inversión y la obtención de beneficios.

El objetivo principal para la regulación del sector eléctrico es garantizar la seguridad y la continuidad del suministro, que siempre exista capacidad disponible para atender a la demanda en cada momento. En un sistema de regulación por costes de servicio, el regulador es el responsable de que exista capacidad disponible, esto lo consigue planificando la capacidad de generación. Los generadores proporcionan esta capacidad y tiene derecho a recuperar los costes del servicio más una tasa razonable de beneficio con cargo a las tarifas. En el siglo XX, en algunos países occidentales se consiguió un gran aumento de la demanda derivado del desarrollo económico y social, más adelante hubo un exceso de inversión en capacidad instalada, por lo que se ralentizó la inversión, que junto a la crisis, perjudicó a las compañías.

Con el tiempo se abandonó la planificación de la capacidad de generación para desarrollar la competencia en generación y que los riesgos respecto a la aportación excesiva o inadecuada de la capacidad de generación se asignen a las empresas. El problema de esta nueva planificación, es que sobre un sistema descentralizado puede provocar que las empresas no aporten al sistema la capacidad energética necesaria, llevando a empeorar la situación del suministro eléctrico por el abuso del poder del mercado, ejercido por empresas generadoras para elevar los precios en beneficio propio por encima de los niveles de precios de competencia y la falta de participación de la demanda ante los precios excesivos.

Para intentar dar solución a los problemas de abuso de poder de mercado y la falta de participación de la demanda, algunos países con sistemas liberalizados han establecido pagos por capacidad, como es el caso de España.

4.2 Competencia

La competencia se relaciona con el número de empresas que operan en cada mercado, su tamaño y sus posibilidades de actuación, ya sea por las inversiones que acometen o por su comportamiento estratégico. A partir de la liberalización del sector eléctrico y los beneficios obtenidos por ésta (mayores eficiencias productivas, riesgo de recuperación de la inversión soportado por los generadores), surgió el problema, del ejercicio de poder de mercado aplicado por varias empresas generadoras.

El poder de mercado o dominio, es la capacidad de una empresa o varias empresas competidoras para elevar los precios en beneficio propio por encima de los niveles de precios de competencia y restringir ofertas por debajo de los niveles de competencia durante un periodo sostenido de tiempo. Existe la posibilidad que el poder del mercado se altere modificando el nivel del precio ofertado y las cantidades ofertadas. También se ejerce poder de mercado retirando capacidad, provocando que el agente que esté dispuesto a vender una cantidad menor a cambio de que el precio de mercado resultante que percibe por el resto de su generación sea mayor, aumentando su beneficio. El poder de dominio tiene relación con el número de empresas que aparecen en el mercado y su tamaño, si hay un mercado con una estructura muy concentrada, es decir, pocas empresas y muy grandes, se tiende a aumentar el riesgo de ejercicio de poder tomando posiciones más dominantes.

Los principales condicionantes para evitar esta práctica penalizada son:

- Facilitar la entrada de nuevos competidores al mercado. Estos entrarán cuanto más atractivo sea el mercado, con una elevación sostenida de los precios se atrae a nuevas empresas al mercado, aunque después habrá una mayor competencia y los precios tenderán a bajar.

- Una penalización impuesta por la Autoridad de Competencia al que ejerza el poder de mercado. Habrá autoridades que supervisen la competencia, como es el caso de la competencia en el mercado ibérico (MIBEL), que está en la actualidad supervisada por cinco agencias (CNE, MINETUR, y CNC, además ERSE y la AdC en Portugal), por lo que la probabilidad de detectar comportamientos anticompetitivos es prácticamente total, creando un fuerte desincentivo a que estos sean puestos en práctica por parte de los agentes.

- La información a la que cualquier empresa puede acceder sobre la evolución de las principales variables del mercado y sobre el comportamiento de sus competidores no es perfecta. Sin una información exacta la empresa no producirá mayores beneficios. Para poder establecer unos valores abusivos, la empresa ha de conocer un nivel de certidumbre elevada de la demanda total, de las estrategias de ofertas de sus rivales y de la producción de tecnologías no gestionables.

La transparencia de la información que genera el mercado español, es importante para que los nuevos entrantes tengan la misma información que los existentes, reconocida por la propia Comisión Europea como una de las más elevadas de la Unión Europea, se

pueden consultar una gran cantidad de informes existentes en las webs públicas de OMEL y en REE. Esta transparencia permite, además, aumentar la supervisión de los mercados, que también es realizada por todos los competidores, los cuales pueden denunciar comportamientos anticompetitivos de sus rivales.

OMIE publica un indicador de competencia en el mercado eléctrico, tiene un listado de códigos asignados a los agentes que han participado en el mercado de la producción de electricidad desde su creación en 1998 y un listado sobre las unidades presentes en el mercado, con información sobre su propiedad, tipo de unidad y estado operativo en el mercado [14].

El hecho de que las dos instituciones, Operador del Mercado y Operador del Sistema, no tengan en su accionariado influencia de ningún agente, aumenta también el nivel de competencia. Es evidente que esta situación no existe en otros países de nuestro entorno europeo.

Para la competencia en la formación de precios, en los mercados eléctricos de corto plazo, en los que se envían ofertas de compra y venta para cada una de las horas del día, la formación de precios tiene lugar por intersección de la curva de oferta y demanda. Así, las tecnologías relevantes en términos de competencia a la hora de fijar el precio del mercado serían los ciclos combinados y el carbón. La evolución de la estructura del sector eléctrico español en relación con las tecnologías relevantes a la hora de fijar el precio del mercado indica una marcada tendencia hacia un mayor nivel de competencia. El incremento de la rivalidad en la zona de precios marginales es, probablemente, único entre los mercados eléctricos del entorno español. Esto por una parte favorecerá al consumidor ya que al aumentar la competencia en la zona de precios marginales bajarán los precios finales, pero por otra parte determinados generadores como las centrales convencionales, serán beneficiadas por ser las únicas capaces de abastecer la demanda máxima en determinados momentos.

4.3 Seguridad del Suministro

Según se incrementa la demanda de electricidad, debido al crecimiento poblacional o económico, será necesario aumentar la capacidad de producción del sistema para poder generar más energía y que a través de las redes de transporte y distribución llevarlas hasta el consumidor final. Debido a esto, será necesario abastecer el crecimiento de la demanda y sustituir los equipos que puedan quedar anticuados. Se tendrá que analizar la cantidad de inversión necesaria, garantizar un nivel de inversión aceptable y una operación eficiente de los activos existentes que estén disponibles en los momentos que se requiera demanda.

Los consumidores querrán tener una garantía elevada de seguridad de suministro, esto implicará asegurar una cantidad suficiente de capacidad de generación para que funcione el sistema:

-Para los instantes donde se prevea una demanda elevada habrá que tener una capacidad de generación suficiente para mantener la probabilidad de cortes de suministro en el valor deseado. Para garantizar esto, se necesita un mercado que proporcione incentivos económicos suficientes a los inversores privados para que destinen parte del capital a mantener y ampliar las instalaciones de generación en vez de elegir otro tipo de inversión. Más adelante se analizará si se necesita un mercado que ofrezca suficientes incentivos económicos para la inversión en nueva capacidad o por el contrario, el Operador del Sistema tendrá que ofrecer pagos a determinadas centrales generadoras para conseguir que aporten energía para obtener un suministro eléctrico adecuado.

-Aumentar el nivel de la calidad de suministro, reflejará en un mayor coste para los consumidores, provocando un rechazo de estos ante subidas del precio de la electricidad, por lo que se tendrá que llegar a un equilibrio entre calidad y coste.

-Para asegurar un buen nivel de seguridad de suministro, se tiene que tener en cuenta la capacidad de potencia que pueden ofrecer las centrales en los instantes donde la demanda es máxima. Esta potencia, llamada potencia firme depende de distintos factores como el mantenimiento, el tipo de fuente de energía primaria utilizada para producir la energía (agua, combustible, energía solar, viento, etc.) y su explotación.

Por tanto la seguridad de suministro que producirá cada central será diferente. Se puede distinguir entre las centrales de generación que proporcionan una elevada seguridad del suministro y las que no.

Los generadores que aportan una elevada seguridad del suministro son:

-Las centrales nucleares, ya que tienen pocas probabilidades de averías y los mantenimientos se realizan de forma programada en momentos de poca demanda.

-Las centrales térmicas, entre las que ofrecen mayor disponibilidad al sistema, como los ciclos combinados y el carbón.

-Las centrales hidráulicas regulables de bombeo y con embalse, que tienen incentivos para utilizar el agua en periodos de precios altos.

Los generadores que aportan poca seguridad de suministro son:

-Los parques eólicos, debido a la aleatoriedad, que no garantiza estar disponible en los momentos de mayor demanda. También hay que mencionar que estas centrales a corto plazo no garantizan potencia pero a largo plazo garantizan una determinada producción anual, ayudando a reducir la dependencia energética del exterior.

-Las centrales hidráulicas fluyentes, del mismo modo que la eólica, el caudal del agua no tendrá que estar necesariamente disponible en esos momentos de máxima demanda.

Los beneficios de este tipo de generación renovables están en sus aspectos medioambientales y de autoabastecimiento. Sin embargo no ofrecen garantía de potencia.

4.4 La recuperación de los costes fijos de los generadores

En cuanto a la recuperación de los costes fijos de una empresa generadora, se produce mediante dos tipos de políticas:

-Margen del mercado, es la diferencia entre el precio del mercado recibido y los costes variables incurridos (con estos no se construyen las ofertas, las ofertas se realizan con los costes de oportunidad).

Por este método, conocido como mercado de solo energía, sólo se pueden recuperar los costes fijos, cuando se esté cerca de que la capacidad de generación disponible sea menor que la demanda máxima, esto implicaría que unas pocas horas al año no todos los consumidores podrán ser abastecidos, y por lo tanto el precio del mercado aumentaría notablemente por la escasez.

Con estas condiciones, el regulador no puede aceptar tener un cierto número de horas al año en que no todos los consumidores sean abastecidos y que el precio del mercado sea muy elevado (igual al precio de escasez).

Para intentar recuperar los costes fijos, los generadores tenderían a ralentizar la nueva inversión hasta que en el mercado haya un número tal de horas de déficit de capacidad y el precio del mercado alcance valores muy elevados, lo que permitirá la recuperación de los costes fijos. Esta situación provocaría una menor seguridad del suministro, que no es aceptada por el Operador del Sistema ni por los consumidores.

-Pagos por capacidad: son pagos regulados que reciben los generadores como contribución a la recuperación del coste fijo de una central que facilite cubrir la punta de demanda del sistema. Estos pagos se proponen con el objetivo de reducir o eliminar el número de horas al año en las que habría déficit de capacidad y, por consiguiente, precios muy elevados. Otro objetivo es que aumente el volumen de inversión en nueva capacidad de generación, debido a las facilidades establecidas para recuperar el coste fijo, lo que garantizaría el suministro a largo plazo.

En España, en el diseño del mercado eléctrico, al existir unos pagos por capacidad que ayudan a recuperar los costes fijos, se ha introducido un tope al precio del mercado, impuesto por el regulador, el cual no se podrá superar, denominado precio instrumental máximo. En el caso de mercado español, existe y tiene un valor de 180 €/MWh. Esto provoca que no se pueda llegar a mostrar el precio de escasez.

El problema de este mercado surge si se recupera todo el coste fijo con el pago por capacidad, entonces no sería necesaria ninguna hora de déficit de capacidad ni de precios de escasez, por lo que el precio del mercado se establecería por el cruce entre la oferta y la demanda, incluso en valores muy elevados. Por otro lado al recuperar todo el coste fijo, se produciría una fuerte demanda a invertir, provocando un exceso de capacidad, por lo que sería conveniente que el regulador ponga límites a la retribución para evitar una sobrecapacidad de generación.



Con estas medidas las empresas generadoras recuperan parte de sus costes de inversión, obligándolas a que aporten la energía eléctrica al mercado para el correcto funcionamiento del sistema.

A continuación se analizarán los diferentes métodos para garantizar la existencia de una potencia suficiente, y así conseguir un suministro fiable a largo plazo.

5. Como se garantiza una potencia suficiente para un suministro fiable

La garantía de potencia pretende garantizar una potencia suficiente y disponible en el sistema eléctrico para dar un suministro adecuado a los consumidores, abasteciendo la demanda en todo momento. Al considerarse la energía esencial para la vida actual se tiene que tener en cuenta la manera de producirla, que llegue al destinatario y sea consumida, por esto la demanda de electricidad que se genera tiene que ser aproximada a su consumo ya que no hay métodos de almacenaje a gran escala, no existen métodos para almacenar la energía eléctrica debido a su característica de no almacenar. Por otro lado la energía se puede almacenar en embalses hidráulicos pero esta capacidad ha llegado a puntos máximos, además de disminuir su almacenamiento debido al aumento de uso de consumo y riegos.

Para dar estabilidad al suministro de energía, hay que garantizar la suficiente potencia, para que en momentos puntuales pueda cubrir las puntas de demanda que podrían provocar apagones. Para evitarlo, se necesitarían centrales que solo funcionen en estos periodos para satisfacer la punta de demanda. Estas centrales tienen el problema que solo funcionan un número reducido de horas al año y esto no sería suficiente para recuperar sus costes de inversión, obteniendo unos ingresos inestables y oscilantes, por lo que ninguna empresa estaría dispuesta a invertir en este tipo de centrales.

Esto provoca que cuando las centrales antiguas dejan de utilizarse, los generadores no inviertan en nuevas centrales que las puedan reemplazar, disminuyendo la reserva de potencia mientras aumenta la demanda.

Para garantizar la potencia hay establecidos dos tipos de sistemas; los sistemas regulados, en los que el regulador será el encargado de determinar la capacidad que debe ser instalada y los mercados eléctricos liberalizados, donde se introduce un modelo de competencia de la actividad de producción, donde los consumidores eligen la mejor oferta donde comprar la energía que necesitarán, para asegurar su suministro de potencia, y de esta forma se determina el precio de mercado de compra y venta. Esto debería conseguir estimular lo suficiente a los generadores como para aumentar la inversión en nuevas centrales.

Pero en realidad, vista la experiencia no se consiguen estos resultados, por lo que se necesita recurrir a diferentes métodos para incentivar la inversión y conseguir asegurar la cobertura de la demanda.

Los diferentes métodos para garantizar la potencia a largo plazo son:

- Contratación bilateral a largo plazo.
- “Leave it to the Market” (Dejar al mercado).
- Subastas para nuevos entrantes.

- Compra de centrales por parte del Operador del Sistema.
- Pagos por Capacidad.
- Mercados de Capacidad.

Para garantizar la potencia se necesita un modelo transparente, en la que se contrate la energía necesaria, sin exceso y defecto, para aportar la fiabilidad del sistema realizando contratos. Cada método tiene sus ventajas e inconvenientes, pero dependiendo de cada país y sus circunstancias puede adaptarse mejor uno que otro.

5.1 Contratación bilateral a largo plazo

Este tipo de mercado se basa en que los agentes generadores y los consumidores contratan todo o un alto porcentaje de la energía eléctrica que se estima, que va a ser demandada y consumida a largo plazo, aproximadamente para 20 años. Así se consigue asegurar un suministro de electricidad y eliminar el riesgo a la nueva inversión.

Este método se puso en marcha en países sudamericanos, como Brasil [19] debido a que tras fenómenos meteorológicos adversos, se produjo una escasez de agua, que provocó que la producción de energía por parte de las centrales hidroeléctricas fuera reducida. Estas centrales representaban el mayor porcentaje de producción de energía en este país, ocasionando una gran falta de energía [20]. Cuando se adoptó este método en Brasil, se estableció que las compañías encargadas de distribuir la energía tenían que establecer contratos bilaterales del 75% de su consumo (más tarde se decidió que se tenía que comprar el 95% a largo plazo) para los siguientes 20 años.

Otro de los países que recurrió a este método fue Chile [20], éste tenía bastantes centrales de gas y el abastecimiento provenía de Argentina, que debido a motivos de crisis y altos precios tuvo que retirar los contratos de suministro de gas, razón por la que Chile tuvo que buscar en otros países el suministro de gas y le resultó muy costoso. Por estos motivos se decidió implantar el modelo de Brasil [19], y así asegurar el abastecimiento eléctrico y eliminar riesgos para las nuevas inversiones, obligando a la demanda a contratar su consumo a largo plazo.

El método de los contratos bilaterales a largo plazo se basa en un sistema de ofertas, en las que se tiene que tener en cuenta el tiempo, la cantidad y el precio de la energía a suministrar, esto se realiza por medio de subastas que se determinan durante uno o dos años.

Ventajas:

- Este método se establece para asegurar el suministro del consumo de la energía eléctrica total al precio que se establezca en los contratos bilaterales.
- Asegura la construcción de nuevas centrales y permite la diversificación de las centrales de generación de energía.
- Es un sistema de subastas donde la oferta de generación y la demanda determinan el precio.

Inconvenientes:

- La contratación a largo plazo garantiza el suministro pero interfiere en el mercado eléctrico ya que algunas compañías distribuidoras esperan al mercado spot para obtener mejores precios de los esperados en el contrato bilateral.
- Es un método intervencionista ya que el Estado obliga a establecer los contratos bilaterales, obligando la compra y venta de energía, y esto contraría con el mercado liberalizado. No lo sería si la contratación bilateral fuera voluntaria.
- No se tiene en cuenta la variación de la demanda esperada ni de la energía ofertada, por lo que los ofertantes tienen que hacerse cargo de las incertidumbres. Aunque también depende de las condiciones de los contratos.

5.2 “Leave it to the Market”

Este método se basa en que el mercado eléctrico pone a disposición de los agentes la señal necesaria para que se pueda realizar nuevas inversiones e instalar nuevas centrales. Esto se consigue si el precio de la energía eléctrica es muy elevado en determinadas horas al año, donde se deduce que hay pocas centrales disponibles y se tendrá que invertir en nuevas centrales de punta. Por otro lado, si el precio de la energía eléctrica está elevado durante todo el año, determinará que se necesita invertir en centrales de base (centrales térmicas nucleares o de carbón).

Para conseguir que el mercado ponga a disposición una señal fiable, se eliminan factores que pueden distorsionar la señal como es el precio límite o precio instrumental, determinado por el regulador para proteger a los agentes demandantes de energía de los altos precios.

Uno de los países que introdujo este método fue Australia [16], ya que tenía un exceso de capacidad y se hicieron grandes inversiones en centrales nuevas. Se determinó elevar el precio límite o “price cap” pudiéndose obtener grandes beneficios y así incentivar la nueva inversión, pero se alcanzó pocas veces en el año y durante el año se mantuvo el precio medio muy estable, desde que se liberalizó el mercado eléctrico, la tarifa

eléctrica se redujo para el uso domestico e industrial. El principal problema fue que las empresas privadas construyeron muchas centrales pero de punta y no de base, pudiendo provocar fallos en el sistema. No se incentivaron lo suficiente las centrales de base, las cuales tienen alto tiempo de construcción, puesta en funcionamiento y altos costes fijos de inversión. Pero para que el consumidor tenga una fiabilidad ante la amenaza de precios elevados, se han establecido contratos a largo plazo a un precio medio, permitiendo a las centrales tener ingresos estables e incentivando las nuevas construcciones. A diferencia del método de contratación bilateral a largo plazo, en este, el usuario tiene la libertad de contratar la energía necesaria por contratación bilateral.

Otro de los países que recurrió a este modelo fue en Estados Unidos [23], en el estado de California pero aquí no funcionó este modelo debido a que la demanda no se implicó en el mercado y no tuvo la capacidad de gestionar la fiabilidad del suministro, esto junto a fallos en el diseño del sistema, produjeron numerosos apagones y se vieron obligados a cambiar de modelo.

Ventajas:

- Es el método de los que existen con menos intervención en el mercado eléctrico.
- Se establecen precios límite altos, que provoca que el usuario para su seguridad tenga que hacer contratos de consumo a largo plazo.

Inconvenientes:

- Este método cuenta con el rechazo de algunos generadores ya que aunque puedan obtener altos precios en momentos de escasez de energía no es seguro que se alcancen. También tendrá el rechazo por parte de algunos consumidores ya que en momentos de escasez pagarán precios demasiados altos por la energía eléctrica.
- No tiene en cuenta la pasividad de la demanda, pudiendo afectar a la nueva inversión de centrales generadoras.
- Este método incentiva a la construcción de centrales de punta, no de base, pudiendo provocar problemas en el incentivo a las nuevas inversiones.
- El Operador de Sistema necesitará métodos para predecir la demanda con alta precisión para que se realicen las inversiones necesarias. Aunque en la actualidad no es un problema serio.

5.3 Subastas para nuevos entrantes

Este modelo se utiliza en sistemas liberalizados, pero es más adecuado para sistemas regulados. El modelo de subastas para nuevos entrantes consiste, en que a pesar de que se tenga la libertad para que nuevas centrales se instalen en el sistema, si el regulador lo

estima oportuno, se encarga de determinar si hay poca generación instalada y con ello si existe riesgo de apagones. Para ello se establece un proceso para conseguir instalar la capacidad necesaria, por medio de una subasta, de la que el precio resultante se concede a las nuevas empresas entrantes como prima para la inversión. El método está permitido por la Unión Europea, en el artículo 7.1 de la Directiva 54/2003 [25], que establece que si por razones de seguridad, no se garantiza el suministro, se puedan prever nuevas capacidades o medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda. Aunque se entiende que se debe adoptar como ultima medida, algunos países la aplican como norma básica, como es el ejemplo de Francia [24].

Francia estableció este modelo para conseguir una seguridad en la inversión en nueva generación para evitar apagones, este país opto por este tipo de modelo debido a que la mayor parte del negocio eléctrico pertenece a la antigua empresa estatal (EDF), por lo que no establece una competencia equilibrada, así es por lo que se necesita regular por medio de las subastas.

Las principales características del método son:

- El regulador es el encargado de seleccionar la capacidad y el tipo de potencia que necesita ser instalada en el sistema, pero por medio de las subastas se elegirá al encargado de instalar la nueva central.
- El regulador controla el precio del mercado ya que es él, el que determina la capacidad necesaria de instalación.
- Este modelo se aplica cuando no se tiene la suficiente seguridad de que el mercado sea capaz de incentivar a los nuevos entrantes.
- Este método influye en la entrada de nuevas instalaciones generadoras. Las nuevas empresas estarán dispuestas a realizar la inversión solo en momentos donde el regulador establezca una subasta para nuevas instalaciones y así obtener la prima que les ayude con los costes de la inversión.

Ventajas:

- Asegurar la inversión en nueva generación.
- Garantiza el suministro eléctrico.

Inconvenientes:

- Como el método para establecer la nueva capacidad que tiene que ser instalada puede no ser transparente, puede provocar un aumento del riesgo de entrada de una nueva empresa.
- En los mercados liberalizados donde se obtiene, en teoría, una mayor eficiencia económica con su funcionamiento, no es coherente utilizar un método en el que el regulador interviene para establecer la capacidad de generación necesaria que tiene que ser instalada a futuro.

5.4 Compra de centrales por parte del Operador del Sistema

Este método al igual que el método de subastas de nuevos entrantes, no confía en la entrada en el mercado de nuevas centrales, por lo que en periodos de falta de energía para atender a la demanda, el regulador designará al Operador del Sistema para que realice nuevas inversiones para evitar los apagones. Éste tiene que comprar la cantidad y el tipo de energía que determine el regulador. Este proceso puede resultar defectuoso ya que los errores cometidos por el regulador los tiene que asumir el consumidor final, al contrario que en el mercado liberalizado, los errores son asumidos por los agentes generadores y no el consumidor final. El OS dirige la compra de energía a las centrales marginales para los momentos de máxima demanda en los que hay falta de generación, obteniendo altos ingresos en pocas horas de funcionamiento, como estas horas son pocas al año y se obtienen ingresos variables. Esto provoca riesgo para la entrada de nuevas centrales, poniendo en riesgo la continuidad del suministro eléctrico. Por otro lado, el OS también tiene que saber elegir los momentos de escasez de suministro y actuar como empresa de generación para conseguir recaudar sus gastos de inversión, dejando en este momento su carácter imparcial.

Este método ha sido utilizado en países como Inglaterra, Gales, Noruega y Holanda [24].

En Holanda se llevó a cabo de una forma diferente, en la que al aumentar la demanda, y estar previsto que las centrales más antiguas se iban a retirar, entrando nuevas centrales. Sin embargo, al ser un país muy industrial se necesitaba mantener el suministro en los momentos de demanda máxima, por lo que el regulador ordenó al OS que asegurara la participación de las centrales antiguas en el mercado. Para ello, el OS compró a plazo estas centrales para que siguieran funcionando y a los cuatro años, las adquirió completamente formando parte de la reserva de capacidad del país, este precio de adquisición lo asumían los consumidores finales. Uno de los problemas que se presentan, es debido a que las centrales antiguas adquiridas ya estaban amortizadas, y por tanto el precio de mercado ofrecido será el de sus costes variables de operación, desfavoreciendo a las demás empresas. Otro problema es la antigüedad de las centrales adquiridas ya que tienen índices de averías mayores y por tanto puede haber mayores probabilidades de pérdida de carga, disminuyendo la fiabilidad del sistema y provocando tener que aumentar la reserva de capacidad.

Conclusiones:

-El Operador del Sistema gestiona las nuevas centrales entrantes en el sistema evitando en todo momento la escasez de suministro.

-El Operador del Sistema pasa a convertirse en empresa generadora y deja a un lado su imparcialidad.

-Este método es intervencionista por lo que influye en el precio del mercado y perjudica a las demás empresas generadoras ya que el precio varía dependiendo de las medidas que tome el regulador.



-El regulador tomó medidas como la cantidad y el tipo de energía que tendrá que comprar el OS, este proceso puede ser defectuoso y perjudicar a las demás empresas competidoras.

-El consumidor final es el que al final realiza la compra con el fin de evitar la falta de suministro.

-El regulador también decide que centrales se deben comprar y su eficiencia económica, esto afecta al consumidor final ya que es el que realiza la compra y se hace responsable ante gastos adicionales e ineficiencias.

5.5 Mercado de Capacidad

El método de mercado de capacidad se basa en realizar un pago para conseguir asegurar a futuro una cantidad de suministro fiable. Este modelo es utilizado en estados de Estados Unidos como Nueva York, Nueva Inglaterra y los estados de Pennsylvania, Jersey y Maryland [26], aunque estos tres últimos desarrollan los mercados de capacidad en combinación con contratos bilaterales.

El mercado de capacidad establece una relación con el método de pagos de capacidad, el cual establece una bolsa de dinero para repartir a las empresas generadoras según la potencia firme que aporten al sistema. Esta potencia la establece el regulador cada año, dependiendo el dinero disponible por lo que provoca una variación de la fiabilidad en el sistema.

En el mercado de capacidad, el regulador establece la potencia firme de cada central generadora. Seguidamente se organiza un mercado de capacidad en el que los demandantes de energía compran la potencia que necesiten a las empresas generadoras, para ello se determina el precio del pago por MW firme y la potencia en firme que se va a aportar. Este precio se consigue casando las ofertas de los generadores y los consumidores.

Los mercados de capacidad se pueden establecer en periodos anuales, mensuales, diarios e interanuales, dependiendo del tiempo que consigan en organizarse.

Este método es una combinación del método de contratos bilaterales a largo plazo y el método de pagos por capacidad ya que se obtiene un pago a cambio de una capacidad disponible en el mercado y por otro lado obliga a los consumidores a gestionar un suministro estable adquiriendo su potencia en los mercados de capacidad a largo plazo aunque también puede ser contratada a corto plazo si la empresa no tiene una potencia firme sin comprometer.

Con la compra de la potencia se pretende establecer un suministro estable y preciso para también incentivar la entrada de nuevas centrales de generación pero también surgen

problemas ya que las empresas generadoras están obligadas a tener la potencia firme disponible para cuando los consumidores la requieran.

Los participantes de este mercado son los agentes generadores que ofrecen una potencia en firme de cada central establecida por el regulador y por otro lado, los compradores. Los compradores pueden ser consumidores cualificados, distribuidores, empresa que representa a un sector de consumo y los consumidores con contrato de carga interrumpible, que en periodos donde no hay escasez de generación disponible, actúan como compradores de potencia firme a largo plazo y también actúan como suministradores de esa potencia firme que la pueden vender en corto plazo.

Si no se cumplen los contratos acordados habrá penalizaciones, bien sea debido a que las empresas generadoras no consiguen tener disponible la potencia firme establecida o porque los consumidores no contraten su potencia firme.

Hay variaciones de este método que consiste en remunerar la garantía de potencia, que también es una derivación del método siguiente de pagos por capacidad. Para este nuevo método, la demanda no compra su potencia firme, el encargado de hacerlo será el Operador del Sistema que repartirá el pago por la capacidad dependiendo de la potencia que tenga el sistema. El OS establece la demanda punta de un determinado tiempo y suma una reserva de potencia. Para este valor de potencia se asigna un precio de pago por capacidad, luego se determina un pago mínimo y máximo, y por ultimo se establece una curva de la demanda que se cruzará con la potencia total del sistema para determinar el pago por capacidad. Esta variación se hace para determinar la curva de la demanda que actuará en el mercado de capacidad, este método se aplicó en Nueva Inglaterra [27].

Las principales ventajas de mercados de capacidad es que cada consumidor elige comprar la potencia firme que quiera para asegurar su suministro, pero si el consumidor no ha comprado esta potencia en el mercado de capacidad, solo podrán realizar un pago al mercado de electricidad pero en periodos de punta, si continua sin tenerla contratada se desconecta del sistema.

Ventajas:

- Este método pretende establecer un suministro estable y preciso.
- Este método incentiva a la nueva inversión por medio de obligar a garantizar una determinada capacidad según requieran los consumidores.
- Este método obliga a la demanda a permanecer activa en el mercado.

Desventajas:

- El regulador del sistema determina la potencia en firme de cada generador pero no tiene en cuenta la verdadera fiabilidad que el generador da al sistema, pudiendo este interferir en el mercado.

-Los agentes consumidores tienen que participar en el mercado de capacidad, quedando expuesto a la evolución de los precios de la electricidad.

-Los agentes generadores no disponen de la información del momento en que el consumidor requerirá la potencia para tenerla disponible, dificultando a las centrales generadoras gestionar la producción, asegurar las reservas de combustible y el mantenimiento de la instalación.

-Los beneficios de los generadores son variables debido al margen de la potencia instalada sobre la demanda máxima esperada y la anticipación de las subastas al tiempo real, esto puede desincentivar la nueva inversión.

5.6 Pagos por Capacidad

El método de pagos por capacidad está aplicado en varios mercados liberalizados, el primero de ellos fue Chile y luego le siguieron Colombia, Argentina, Perú y España [28]. El método se basa en la realización de pagos adicionales establecidos por la Administración y que se dan por diferentes criterios a los agentes generadores.

Las principales razones por las que se crearon los pagos por capacidad:

-Se establece que en un mercado eléctrico, se necesita disponer de un margen de reserva para mantener un suministro de energía estable. Para conseguir esto, se necesita incentivar la inversión, evitando la retirada de centrales que por alguna razón no sean rentables, bien por sus insuficientes ingresos u otros motivos, para seguir aportando energía al sistema. Por otro lado, al crecer la demanda punta y el consumo eléctrico se necesita incentivar la entrada de nuevos inversores para poder abastecer en momentos de máxima demanda, en concreto centrales de punta, las cuales tienen mayor inestabilidad de ingresos y más riesgos tanto a la hora de obtener beneficios como la recuperación de los costes de inversión de la central. Por esta primera razón, se decide aplicar unos pagos para estabilizar los ingresos inestables, principalmente de las centrales de punta e incentivar la entrada de nuevas centrales.

-En el mercado eléctrico se consiguen unos precios adecuados para que las nuevas empresas puedan invertir pero estos precios pueden alcanzar valores excesivamente altos en periodos de máxima demanda. Por tanto, para proteger a la demanda de los precios elevados, el regulador del sistema limita los ingresos de los generadores, determinando el precio límite o “price cap”, es el precio máximo que se puede alcanzar en el mercado. En los momentos de punta, entran en funcionamiento las centrales de punta que ofertan su coste variable de operación más otra cantidad, convirtiéndose en marginales y para obtener ingresos tienen que ofrecer ofertas más elevadas que superen sus costes de operación ya que sino no podrán recuperar sus costes de inversión. Sin embargo, al tener un precio límite bajo no recuperan grandes costes, a diferencia del

método “Leave it to the market”, que al no tener precio límite consigue recuperar sus costes de inversión rápidamente. Por esta razón, se determina dar un pago de capacidad para compensar a las nuevas centrales entrantes y que recuperen los costes de inversión.

-Otra de las razones para establecer este pago es aumentar la seguridad del suministro, disminuyendo los riesgos de falta de energía, que puedan provocar apagones, ofreciendo el pago a algunas centrales para estar disponibles en periodos de escasez de energía. Este pago se realizará dependiendo de la potencia en firme que pueda aportar al sistema eléctrico.

En los diferentes países que han recurrido al método de pagos por capacidad, se han establecido dos pagos diferentes unos a corto plazo, como en el antiguo sistema Inglés [24] y a largo plazo, como en países sudamericanos y España, obteniendo diferentes resultados.

En los pagos por capacidad a corto plazo, se realizan los pagos a los agentes que producen cada hora según una probabilidad de pérdida de carga del sistema, consiguiendo incentivar la nueva inversión y bajar los precios del mercado al haber gran capacidad disponible en el sistema.

En los pagos de capacidad a largo plazo, se realiza un pago a lo largo del año dependiendo de la producción de energía eléctrica, la potencia instalada, la producción en periodos de demanda máxima en las centrales de generación. Aquí la remuneración se hace referida a la potencia en firme de la central no a la producción como las de corto plazo. El pago de capacidad a largo plazo es más adecuado que el de corto plazo porque no influirá en el mercado.

Hay un gran problema en este método relativo al regulador, ya que es el encargado de determinar la potencia máxima disponible de la central en un momento determinado, tendrá que adecuarse a la realidad y asegurar el correcto funcionamiento del sistema. Si se establece erróneo el cálculo, considerándose más potencia de la que dispone, el pago por capacidad será mayor y en momentos de escasez no estará disponible. Debido a esta razón, para calcular adecuadamente la potencia en firme de las centrales generadoras se utilizan diferentes métodos:

-Método basado en realizaciones de prácticas [29]:

Para calcular la potencia de la central se realizan prácticas de potencia para los momentos críticos que pueda sufrir la central y así obtener datos para garantizar la potencia total del sistema.

Las ventajas de este método son; se aprecia fiablemente la energía de la que dispondrá cada central, no habrá un sistema de penalización en su aplicación y también se puede calcular la repartición de los pagos por garantía de potencia entre las diferentes centrales.

La desventaja de este método es que se perturba el mercado ya que se utiliza en horas de control.

-Método basado en parámetros técnicos [29]:

Para cada central se determina de una forma diferente la potencia firme, para las centrales térmicas se determina de forma estadística, multiplicando la potencia firme preliminar por la fiabilidad de la central y para las centrales hidráulicas se calcula por tres métodos. Uno de los métodos es tomar la potencia máxima de forma continua durante 8, 36 o 100 horas según el regulador y controlar el llenado del embalse; otro de los métodos es disminuir las cuencas de una central realizando adicción y sustracción de centrales, ajustar la potencia firme a la energía almacenable y potencia disponible; el ultimo método, realiza el primer paso anterior pero luego se reparte la garantía de potencia previamente asignada a la hidráulica proporcionalmente a la energía de cada cuenca.

Las ventajas son que no interviene en el mercado de la energía y el OS sabe con anterioridad la potencia máxima disponible y puede controlar su funcionamiento con el establecido.

Las desventajas son las dificultades para conseguir datos técnicos necesarios como bien los volúmenes o la aportación de la meteorología en cada cuenca y para las centrales hidráulicas se tienen que hacer un reparto previo de bolsa.

-Método basado en declaraciones de los agentes generadores [29]:

Este método obtiene la potencia firme con las declaraciones previas de los generadores. Para definir la potencia firme, se puede determinar por la realización de una prueba, comprobando la potencia durante una cantidad de horas o que se comprometa a estar disponible esa potencia para un precio de mercado superior a un valor establecido. Para determinar el precio que se recibirá por la potencia declarada se hace un pago aproximado al precio de coste fijo o se obtiene el precio por ofertas de capacidad.

Las ventajas de este método son; saber la potencia en firme del sistema con antelación, penalizar las indisponibilidades para diferentes horarios, no interviene en el mercado eléctrico, ante periodos de poco margen de reserva se incentiva nuevas inversiones, método común para calcular las potencias en diferentes centrales.

Las desventajas de este método son la necesidad de poner penalizaciones ya que el cálculo es arbitrario y la definición de potencia firme es subjetiva.

Conclusiones:

-Los pagos por capacidad se basan en realizar pagos adicionales para conseguir asegurar un suministro estable y fiable en el sistema eléctrico.

-Los pagos por capacidad a corto plazo influyen en el precio del mercado mientras que en el largo plazo no interfiere. Cabe destacar que en la realización práctica, los pagos a largo plazo desembolsan menos dinero que los de corto con la misma cantidad de señal.



-Los pagos por capacidad a corto plazo se realizan según la probabilidad de pérdida de carga del sistema en todo instante de tiempo, parece más coherente que se realice el pago según una determinada fiabilidad en el sistema.

-Uno de los requisitos para establecer el pago por capacidad, es determinar la potencia en firme de las centrales generadoras, la cual se encarga el regulador del sistema, pudiendo equivocarse al no adecuar la potencia a la realidad.

-El pago de capacidad es establecido por el regulador. Este pago varía casi cada año, para el caso de España ha ido disminuyendo por lo que aumenta el riesgo de inversión de los nuevos generadores ya que dependiendo de los años, tendrán ingresos oscilantes.

5.7 Pagos por capacidad vs Mercados de Capacidad

Los pagos por capacidad y los mercados de capacidad son instrumentos que surgen en los sistemas eléctricos ante la necesidad de buscar un mecanismo que asegure una capacidad de generación disponible suficiente para satisfacer la demanda, en el corto, medio y largo plazo.

El mercado de capacidad es un mercado centralizado y coordinado por el Operador del Sistema, que tiene la obligación de abastecer a los consumidores, que deben contratar disponibilidad en dicho mercado de capacidad.

En los mercados de capacidad, primero se debe asignar un precio a la capacidad y relacionarlo con el precio de la energía, con el objetivo principal de lograr que los generadores compitan para entregar la capacidad que necesita el sistema. Luego el Operador del Sistema recibe las ofertas y las demandas, y éste las articula en contratos de la forma más eficiente posible para asegurar el suministro.

Los pagos por capacidad también se crearon con el objetivo de asegurar el suministro total demandado. Éste se centra en remunerar a determinadas centrales generadoras para que ofrezcan su capacidad al mercado, incentivando la inversión y garantizando la capacidad futura.

Se ha comprobado que los pagos por capacidad presentan pocas fluctuaciones, con precios muy estables, siendo un método seguro para garantizar la fiabilidad del sistema. En contra, se considera que los pagos remunerados se realizan de manera casi arbitraria, mientras que los mercados de capacidad, consiguen una capacidad de producción necesaria a precios bastante razonables. Al tener un libre mercado en competencia, se asegura un buen desempeño de la generación. Por el contrario, este método puede tener problemas en cuanto a la falta de inversión.



En el siguiente apartado, se analizará el método utilizado en España de pagos por capacidad, se estudiará la normativa creada por el Gobierno para garantizar un suministro estable y así asegurar un correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

6. Pagos por Capacidad. Normativa Española

El diseño del mercado eléctrico en España establece una señal económica que garantiza a los generadores un ingreso regulado adicional al de la venta de energía y otros servicios en el mercado, cuyo objetivo es incentivar la inversión y operación eficiente de las unidades de generación, así como no cerrar algunas centrales que el sistema considerase necesarias.

El diseño de pagos por capacidad tiene dos planteamientos.

El primero es establecer pagos para la capacidad disponible, en función del margen de reserva existente en cada momento, es decir, según se reduce la capacidad disponible, los pagos aumentan para incentivar que las empresas inviertan en nuevas centrales de generación y por lo tanto que haya un margen de seguridad para atender la demanda, sin que falle el suministro.

Los pagos de capacidad se calculan cada hora teniendo en cuenta el margen de capacidad disponible del sistema, cuando el margen es amplio los pagos son bajos pero cuando la demanda se ajusta a la capacidad disponible aumentan los pagos. Así los pagos ajustaran automáticamente los incentivos a la inversión con la capacidad disponible.

Este modelo se diseñó pensando en la oferta de suministro, sin tener en cuenta a la demanda y tuvo un problema, resultó vulnerable al abuso de los operadores dominantes ya que tenían la posibilidad de retirar su propia capacidad para conseguir aumentar los pagos. Esto provocó una reforma establecida por la NETA (International Electrical Testing Association, Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas), en los que solo se paga por la energía suministrada, los mercados de capacidad. [16]

El otro planteamiento consiste en asegurar el suministro eléctrico, incentivando la entrada de nueva capacidad en el mercado y evitando el cierre de las instalaciones que garantizan la seguridad del suministro eléctrico.

6.1 Antecedentes

En el año 1986 se comenzó un proceso de liberación de los mercados, que se estableció con la Ley que regula el sector eléctrico español, la Ley del Sector Eléctrico Español (Ley 54/1997) el 17 de noviembre de 1997 [17].

En esta Ley, se introdujo por primera vez una retribución a determinadas centrales por aportar diferentes actividades en el sistema eléctrico. Se acuerda un incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo para garantizar un suministro adecuado al consumidor, en la que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, era el encargado

y en la actualidad es el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), de establecer una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema.

En la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico Español, se establece que todos los consumidores tienen derecho de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, para el territorio nacional, con las condiciones que establezca el Gobierno junto con las Comunidades Autónomas. Los consumidores que se determinen tendrán derecho a un suministro de energía eléctrica a precios máximos fijados por el Gobierno.

Siguiendo con la Ley del Sector Eléctrico Español, el Gobierno ante la necesidad de garantizar el suministro de energía eléctrica en un plazo determinado, adoptará las medidas necesarias contra algunos supuestos, tales como:

- Riesgo para la prestación del suministro de energía eléctrica.
- Situaciones de desabastecimiento de alguna o algunas de las fuentes de energía primaria.
- Situaciones de las que se pueda llevar a una amenaza para la integridad física o seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución de energía eléctrica.

Para este tipo de situaciones, el Gobierno determinó una retribución para las actividades afectadas por estas medidas y así garantizó el reparto equilibrado de los costes.

Más adelante en el 2005 en el Libro Blanco de la Energía [36], se realizan propuestas de mejora del sistema eléctrico español, pero se continúa proponiendo el modelo de pagos de capacidad a largo plazo. alguna de estas propuestas, es establecer unos criterios estables que regulen el cobro por garantía de potencia a las renovables.

Dos años después en 2007, se definieron más adecuadamente los parámetros para establecer los pagos por capacidad. Se hizo en la Orden ITC/2794/2007 de 27 de septiembre [31], en la cual se estableció un pago diferenciado para el servicio de disponibilidad (se definió pero no fue desarrollado ni aplicado hasta la aprobación de Orden ITC/3127/2011) y un incentivo a la inversión. En esta orden se modifica el sistema hasta ahora establecido de garantía de potencia por los pagos de capacidad definidos en la antigua Ley del 1997, revisa las tarifas eléctricas a partir del octubre de 2007, aprobando la regulación de los pagos por capacidad definidos en la antigua Ley.

El mecanismo de pagos de capacidad se desarrolla para garantizar una cobertura del suministro de electricidad, el Gobierno considera que ante la necesidad de abastecer a la demanda total, el suministro eléctrico puede ser insuficiente en determinados momentos debido a que la demanda de la energía eléctrica es inelástica y a las pérdidas de energía en el transporte, ya que el mallado de red no es perfecto. Este mecanismo se establece debido a que se consideró que los consumidores tenían derecho a la disponibilidad de la energía eléctrica, por lo tanto se acordó una retribución responsable a las empresas

generadoras que aportan la energía eléctrica y regulada para mantener un equilibrio a medio y largo plazo entre la oferta y la demanda.

En esta nueva orden se determinan dos tipos de servicios:

-El servicio de disponibilidad, se determinó poner a disposición del Operador del Sistema toda o parte de potencia por parte de instalaciones de producción. Este servicio de disponibilidad esta destinado a contratar capacidad de potencia en periodos de un año o inferior, a las tecnologías que pueden no estar disponibles en periodos de demanda punta. Puede ocurrir que las centrales generadoras no estén disponibles porque con su funcionamiento regular, no podrían recuperar los costes fijos (caso de las centrales térmicas de fuel), o también porque hay instalaciones como las hidráulicas regulares, en las que la materia prima se puede almacenar a bajo coste, creando un nivel de incertidumbre respecto a la distribución y por tanto a la disponibilidad de la potencia ya que dependiendo de la gestión de materia prima se puede obtener unas diferencias entre costes de oportunidad a corto y largo plazo, que se calculan para obtener mayores beneficios.

-El incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, se fijó para aumentar la construcción y puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de generación mediante los pagos de capacidad y así permitirles recuperar los costes de inversión.

Las condiciones sobre la prestación de la regulación de los pagos por capacidad son establecidos en el anexo III de la Orden [31], en la que aparecen los requisitos para participar como proveedor del servicio, la retribución de dichos pagos por la capacidad de potencia aportada a medio y largo plazo por la instalaciones de generación.

En el 2011 se publica una nueva orden, la Orden ITC/3127/2011 del 17 de noviembre [32], en la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión del anexo III de la Orden [31].

La reforma más actual, se hace en el Real Decreto-Ley 13/2012 del 30 de marzo [33], por el cual se modifica los valores de los incentivos de inversión fijados en la Orden ITC/2794/2007 y revisados en la Orden ITC/3127/2011, pero solo excepcionalmente para el año 2012.

6.2 Normativa Vigente

Para la normativa vigente sobre pagos por capacidad, hay que considerar:

Del anexo III de la Orden ITC/2794/2007, se puede obtener las bases de las condiciones sobre el incentivo a la inversión, que posteriormente será modificada la retribución de

su incentivo, ya citado anteriormente.

En la Orden ITC/3127/2011, se centra más en la información más detallada sobre el servicio de disponibilidad a medio plazo. También se modifica el incentivo a la inversión.

En el Real Decreto de 13/2012, se modifican los valores de incentivo de inversión fijados en la Orden ITC/2794/2007, y revisados en la Orden ITC/3127/2011, pero solo excepcionalmente para el año 2012.

6.2.1 Anexo III de la Orden ITC/2794/2007

Este anexo sufre la anulación de algunos de sus apartados en la Orden ITC/3127/2011, sobre todo los referidos a la disponibilidad del servicio a medio plazo.

Otros de ellos se modifican quedando como prioridad los referidos al incentivo a la inversión. Ahora se analizará los apartados que se conservan sobre este servicio.

El incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo se basa en que determinadas instalaciones de generación pongan su potencia instalada, acreditada mediante el acta de puesta en marcha, a disposición del Operador del Sistema.

Las instalaciones que pueden solicitar este servicio serán las instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con una potencia instalada superior o igual a 50 MW, además de estar en marcha posteriormente al 1 de enero del 1998 y que hayan transcurrido 10 años desde la misma.

No podrán optar a este pago las instalaciones que reciban una prima aplicada a la electricidad vendida al mercado, establecidas en el Real Decreto 661/2007 [34], para instalaciones con potencia superior a 50 MW e instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás en centrales térmicas del régimen ordinario.

Para obtener la retribución será requerida la autorización administrativa de la Dirección General de Políticas Energética y Minas, para ello tendrá que entregar una solicitud y este departamento asignará, determinadas instalaciones para recibir la retribución, la cuantía anual y la fecha hasta la que le corresponde la percepción.

Otra forma para elegir a determinadas instalaciones de potencia, es por medio de subastas del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, en la cual el antiguo Ministerio de Industria Turismo y Comercio, ahora MINETUR junto con un informe previo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, implantará un proceso de asignación por subastas cuando lo aconsejen los objetivos de políticas energéticas y seguridad del suministro.

En la Orden [31] se estableció una retribución del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo para las instalaciones de generación diferente a la actual que luego fue eliminada en la Orden ITC/3127/2011.

Se determinó el incentivo a la inversión en 20.000 €/MW/año para instalaciones entre el 1 de enero de 1998 y la fecha de entrada en vigor de la Orden ITC/2794/2007, con 10 años de duración del pago. Luego en la Orden ITC/3127/2011 aumentó a 26.000 €/MW/año y posteriormente en el Real Decreto 13/2012, se vuelve a modificar los valores de incentivo de inversión a 23.400 €/MW/año pero solo excepcionalmente para el año 2012.

Para instalaciones posteriores a 2007, el incentivo a la inversión consistía en otro tipo de retribución anual, dependía del índice de cobertura, el cual lo fijaba la Dirección General de Política Energéticas y Minas. Esta retribución consistía, en que si el índice tenía un valor mayor que 1,1 se aplicaba un incentivo a la inversión a largo plazo de 28.000 Euros/MW al año, pero si el valor del índice de cobertura era menor o igual que 1,1 se le aplicaba otra fórmula de incentivo de inversión ($II = 193.000 - 150.000 \times IC$). Recibía esta cuantía durante 10 años.

También, para las centrales de carbón que hubieran requerido la realización de una inversión significativa para el cumplimiento de los objetivos de política energética y medioambiental. Los requisitos para su cobro se establecen en la Disposición Adicional Segunda de la Orden ITC/3860/2007 [35], de 28 de diciembre, por la que tienen el derecho al cobro de un incentivo a la inversión de 8.750 €/MW durante 10 años, más adelante en el Real Decreto 13/2012, se modifica los valores a 7.875 €/MW/año pero excepcionalmente para el año 2012.

Así se conseguía asegurar una inversión a largo plazo, que en cuanto la inversión bajará del límite mínimo establecido, peligraba el suministro. Para conseguir asegurar el suministro en plazos largos se ofrecían mejores precios para la inversión.

Estos pagos serán financiados por los consumidores, la CNE junto a OMEL remitirán al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (antes al antiguo Ministerio de Industria, Turismo y Comercio) una propuesta sobre como pagar estos servicios, que deberán ser equilibrados y no discriminatorios en los pagos por los consumidores.

6.2.2 La Orden ITC/3127/2011

Partiendo de la base de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, se establece un sistema retributivo regulado que complementa el ingreso obtenido en el mercado eléctrico con el fin de establecer un pago para incentivar la entrada de nueva capacidad en el mercado y evitar el cierre de las instalaciones que garantizan la seguridad del suministro eléctrico, se modifica posteriormente en las ordenes y leyes descritas anteriormente y hasta la fecha, en esta orden se introduce el nuevo concepto de pagos de capacidad, en el que se incluyen dos tipos de servicios.

El primer servicio es de disponibilidad a medio plazo, está dirigido por el Operador del Sistema e intenta promover la disponibilidad en un año o inferior, de las instalaciones

que pudieran no estar disponibles para fomentar y mantener las condiciones necesarias para garantizar el suministro a corto y medio plazo.

La Ley del Sector Eléctrico del 1997, se diseñó para asegurar la disponibilidad de toda la generación, pero hay que destacar que la crisis económica mundial ha afectado al sector energético español provocando una ruptura en la evolución de la demanda. Además por otro lado, el Gobierno español se comprometió a producir el 20% de la energía primaria a través de fuentes de energía renovable en 2020, incentivando el aumento de la producción renovable en el sector eléctrico para el beneficio a largo plazo. Sumando estos efectos (bajada del consumo e integración de renovables), se ha producido un efecto negativo en los ingresos de las centrales de régimen ordinario que son principalmente las encargadas del equilibrio entre oferta y demanda a medio y largo plazo.

A todo esto también hay que destacar, unas reducciones significativas en las horas de funcionamiento de algunas tecnologías, las cuales no han podido solucionarse con una producción mayor e intentando llevarla a otros sistemas europeos debido a la poca capacidad de interconexión con Francia.

Por estas razones se ha establecido el servicio de disponibilidad a medio plazo, en un horizonte temporal anual, el cual fijará un pago para las centrales, para que estén en funcionamiento y sean necesarias para asegurar el suministro. Estos pagos se determinaran en función de la potencia neta instalada de la central y su disponibilidad.

También se revisa el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo en instalaciones de generación que pusieron en marcha a partir de la Ley del 1997, actualizando el pago a 26.000 euros/MW/año. Además se incorpora al servicio centrales que han realizado inversiones medioambientales significativas para reducir emisiones de óxidos de azufre y de plantas de desulfuración.

La función principal de la orden [32] es desarrollar el servicio de disponibilidad a medio plazo para las centrales que sean capaces de dar una cobertura rápida en periodos de punta y las cuales sin el apoyo económico aprobado, podrían dejar de estar disponibles.

Principalmente el servicio será para las centrales térmicas de régimen ordinario inscritas en la Sección Primera del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica como son las centrales de fuel-oíl, de carbón, de ciclo combinado y también se aplicarán en instalaciones hidráulicas de embalse, bombeo puro y mixto. No se aplicará el servicio sobre centrales hidráulicas fluyentes, instalaciones con potencia superior a 50 MW e instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás en centrales térmicas del régimen ordinario.

Por otra parte, se le encarga a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la elaboración de una propuesta sobre estos pagos en un plazo de 6 meses, así como proponer un mecanismo competitivo para garantizar la seguridad del suministro a largo plazo, también proponer los pagos para dotar al sistema eléctrico de margen de cobertura adecuado y proponer un calendario para su implementación.

Retribución del servicio de disponibilidad

El responsable de liquidar este incentivo a cada titular de las instalaciones correspondientes será el Operador del Sistema, que entregará la retribución anual por disponibilidad, la cual se calculará por medio de esta fórmula:

$$RSD_{ij} = a \times \text{ind}_j \times P_{Ni}$$

Donde:

RSD_{ij} : Retribución anual por disponibilidad del grupo i correspondiente a la tecnología j , se expresa en euros.

a : es un índice que representa la retribución anual por disponibilidad, expresada en euros por MW. El valor de este índice será 5.150 €/MW. Para años posteriores el valor del índice lo designará MINETUR (antes el antiguo Ministerio de Industria, Turismo y Comercio).

ind_j : es un índice que representa la disponibilidad de la tecnología j , expresada en términos unitarios con tres decimales. Para años posteriores, el valor del índice lo designará MINETUR (antes el antiguo Ministerio de Industria, Turismo y Comercio).

Los valores de este índice en esta orden serán:

- Centrales de ciclo combinado: 0,913.
- Centrales de carbón: 0,912.
- Centrales de fuel-oíl: 0,877.
- Centrales hidráulicas de bombeo y embalse: 0,237.

P_{Ni} : es la potencia neta del grupo i que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o parte de esa potencia, que se pone a disposición del Operador del Sistema. La potencia neta se expresa en MW.

La potencia neta tendrá varias definiciones dependiendo el tipo de central. Para cada grupo térmico es la máxima potencia que pueda mantener en funcionamiento continuo durante al menos 100 horas, referida a los bornes del generador y suponiendo el uso total de las instalaciones, que halla combustible suficiente y con la calidad habitual. Esta potencia se calculará mediante un protocolo general descrito en esta orden.

Para cada grupo hidráulico convencional o mixto, será la potencia máxima que pueda mantener en funcionamiento continuo durante al menos de 15 horas, referida a los bornes del generador y suponiendo el uso total de las instalaciones, teniendo en cuenta las condiciones de caudal y altura del salto.

Y para los grupos de bombeo puro, será la potencia máxima que puedan mantener en funcionamiento continuo durante al menos 2 horas, referida a los bornes del generador y suponiendo el uso total de las instalaciones.

Financiación del servicio de disponibilidad

Este servicio será financiado de forma obligada por los comercializadores y consumidores directos en el mercado, por la energía que adquieren por los diferentes métodos de contratación y destinado al consumo.

Los productores de energía, instalaciones generadoras, están exentas de financiar el servicio, ya que estas tecnologías necesitan energía eléctrica para el uso de su central, por lo que forma parte del autoconsumo de producción y de consumo de bombeo.

Para calcular este pago, se sumarán los términos mensuales de cada periodo tarifario que resultan de multiplicar la demanda de energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción por el precio unitario por capacidad, se expresa en la siguiente fórmula:

$$PC(c,m) = \sum_{i=1}^6 X_i \cdot Dbc(c,m)_i$$

Donde:

$PC(c,m)$ = Pago por capacidad del comercializador, consumidor directo o agente externo c , en el mes m , por la energía adquirida en el mercado de producción.

$Dbc(c,m)_i$ = Demanda de energía elevada a barras de central, adquirida en el mercado de producción por el comercializador, consumidor directo y agente externo en el mes m y en el periodo tarifario i .

X_i = Precio unitario por capacidad, expresado en €/kWh, que para cada periodo tarifario i , dependiendo de la diferenciación de periodos tarifarios de la tarifa de acceso que aplique, se toman los siguientes valores:

Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión:						
2.0	0,005712					
2.0.DHA	0,005885	0,000993				
3.0A	0,010331	0,005310	0,000071			
Alta tensión:						
3.1.ª	0,007934	0,004272	0,000000			
6.1	0,007934	0,003662	0,002441	0,001831	0,001831	0,000000
6.2	0,007934	0,003662	0,002441	0,001831	0,001831	0,000000
6.3	0,007934	0,003662	0,002441	0,001831	0,001831	0,000000
6.4	0,007934	0,003662	0,002441	0,001831	0,001831	0,000000

Figura 6 - Tabla de los periodos tarifarios de las diferentes tarifas. (Fuente: www.boe.es, Orden ITC/3860/2007 28 de diciembre).

Requisitos

Las empresas de generación que deseen prestar su disponibilidad para aportar energía eléctrica al mercado para el siguiente año, deben notificarlo al Operador del Sistema y a la Dirección General de Política Energética y Minas de MINETUR (antes el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), antes del 1 de septiembre del año solicitado, entregando un listado con las unidades de generación y la potencia de éstas. En cinco días hábiles como máximo el OS remite la notificación correspondiente

Se exigirá para la obtención de los pagos, que las instalaciones generadoras aseguren anualmente una potencia media disponible al 90% de su potencia neta en las horas de los periodos tarifarios 1 (comprende 6 horas diarias en los días tipo A, de lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana y tarde, y 8 horas diarias de los días tipo A1, de lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana) y 2 (comprende 10 horas diarias en los días tipo A, de lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana y tarde, y 8 horas diarias de los días tipo A1, de lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana).

Esta potencia media disponible anual en los anteriores periodos mencionados se calcula cada mes conjuntamente con la liquidación de la retribución de los pagos.

Puede haber indisponibilidades programadas, si previamente en un plazo no inferior a 20 días se avisa y se acuerda con el Operador del Sistema. Por otra parte, estas indisponibilidades no pueden sobrepasar en ningún caso el 33% de las horas en los periodos tarifarios 1 y 2.

Incumplimiento

La CNE es la responsable de inspeccionar las condiciones de pagos del servicio, además de vigilar la disponibilidad de las centrales y las liquidaciones de la prestación realizadas por OS.

Si no se cumple el servicio contratado por parte de las instalaciones de generación el Operador del Sistema, en 15 días desde que se produce, se lo comunicará a la Comisión Nacional de Energía y a la Dirección General de Política Energética y Minas, la cual resolverá con una penalización a la instalación en proporción a la gravedad y prohibirá volver a seguir con el servicio hasta que asegure una potencia media disponible anual superior al 60% en los periodos tarifarios 1 y 2, descontando las indisponibilidades programadas. Si en otro caso la instalación no puede asegurar la potencia media disponible anual se le reduce el incentivo anual proporcionalmente al número de horas y a la potencia no disponible en los periodos tarifarios 1 y 2, esta reducción se podrá hacer hasta un 75% del incentivo.

La Dirección General de Política Energética y Minas tendrá que resolverlo en un periodo de 6 meses desde la notificación del OS y hasta ese momento el OS suspenderá provisionalmente la liquidación del pago.

Modificaciones de la Orden de 2011 respecto al Orden ITC/2794/2007 de 27 de septiembre

En esta nueva orden se suprimen varios apartados de la orden del 2007, pero el punto modificado a destacar, trata sobre la retribución al incentivo a la inversión de las instalaciones. La retribución del incentivo de la inversión a largo plazo para las instalaciones generadoras será aumentada, el pago anual por este servicio asciende a 26.000 euros/MW/año respecto los 20.000 euros/MW/año de la Orden ITC/2794/2007, esto valdrá para las instalaciones cuya autorización administrativa previa o acta de puesta en marcha se otorgó a partir del 1 de enero de 1998 por la Ley del Sector Eléctrico.

La CNE será la encargada de inspeccionar las instalaciones generadoras que reciben estos pagos para comprobar su operatividad, tienen que haber funcionado durante 1.000 horas anuales.

Si la CNE halla irregularidades avisará a la Dirección General de Política Energética y Minas y esta resolverá la retirada parcial o total de este incentivo.

6.2.3 Real Decreto-Ley 13/2012 del 30 de marzo de 2012

En el Real Decreto de 13/2012, cabe destacar la modificación de los valores de incentivo de inversión fijados en la Orden ITC/2794/2007, y revisados en la Orden ITC/3127/2011, pero solo excepcionalmente para el año 2012.

El pago anual por este servicio disminuye a 23.400 euros/MW/año.

La retribución del incentivo a la inversión y servicio de disponibilidad vigentes establecidos en la Orden 3127/2011 y en el Real Decreto ley 13/2012, se muestran en la tabla 2.

Incentivo a la inversión €/MW/año durante los 10 primeros años	Orden 3127/2011	Real Decreto ley 13/2012
Inversiones realizadas a partir de 1998	26.000	23.400
Centrales con inversiones medioambientales (para reducir emisiones de óxidos de azufre, y plantas de desulfuración)	8.750	7.875

Servicio de disponibilidad €/MW/año aplicación transitoria de 1 año	Orden 3127/2011
Ciclos combinados	4.697
Centrales de carbón	4.702
Centrales de fueloil	4.517
Centrales hidráulicas de embalse y de bombeo	1.221
Centrales hidráulicas fluyentes	0
Centrales de régimen especial	0

Figura 7 - Evolución del precio del incentivo a la inversión y al servicio de disponibilidad. (Fuente: Página web www.cne.es).

7. Pagos por capacidad. Opiniones de los agentes

Los pagos por capacidad constituyen uno de los métodos utilizados para garantizar capacidad de generación a largo plazo en los sistemas eléctricos. Se han establecido en diferentes países y uno de ellos es España. En este apartado se analizarán las diferentes opiniones de los agentes que se han encontrado al realizar la bibliografía, tanto a favor como en contra de los pagos por este mecanismo. Primero se analizarán las opiniones de organismos europeos y seguidamente la opiniones de expertos españoles.

Para las opiniones de expertos nacionales, se analizarán las opiniones de expertos en el sector eléctrico como son Jorge Fabra Utray, Natalia Fabra, Juan de la Cruz Ferrer e Ignacio Pérez Arriaga.

Para las opiniones de organismos europeos, se analizarán las opiniones de dos sectores contrapuestos, el de la industria eléctrica y el de los consumidores industriales.

En primer lugar se analizará la opinión de Eurelectric, una asociación que representa al sector de la industria de la electricidad con intereses comunes a escala europea, además de poseer afiliados y asociados en otros continentes.

Eurelectric se encarga de contribuir al desarrollo de la industria de la electricidad en Europa. En la actualidad hay 33 miembros, incluidos los 27 países de la Unión Europea, y también representa a países de otros continentes con los mismos intereses comunes. El representante español es UNESA [38], a la que pertenecen las principales empresas eléctricas españolas.

En segundo lugar, se analizará la opinión de IFIEC (International Federation of Industrial Energy Consumers, Federación Internacional de Industriales Intensivos en Consumo de Energía), que es una asociación que representa los intereses de la gran industria con gran consumo de energía en Europa. Para las empresas asociadas en IFIEC, la energía es un componente importante de los costes de producción y un factor clave de la competitividad en sus actividades tanto en Europa como en todo el mundo.

La función de IFIEC Europa, es representar los intereses de los sectores industriales para los que la energía es un componente importante de los costes de producción. Su misión es anticiparse y responder a las nuevas necesidades de los sectores, proponiendo políticas que permitan que la energía este disponible para la industria electro-intensiva a un precio competitivo. Con esto pretenden que la gran industria europea siga manteniendo su competitividad internacional tanto en Europa como en todo el mundo.

7.1 Opiniones de empresas europeas

7.1.1 Opiniones de Eurelectric

Eurelectric dio su opinión de los pagos por capacidad en un informe publicado en 2010. Este informe forma parte del Plan de Acción de las Energías Renovables (RESAP, Renewables Action Plan) y se desarrolló para mostrar una visión sobre el desarrollo de las energías renovables en el sector eléctrico.

El informe presentado sobre pagos por capacidad se llama “RES Integration and Market Design: are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy?” (Integración de las Energías Renovables y Diseño del Mercado: ¿son los mecanismos de remuneración por capacidad necesarios para asegurar la suficiente generación?) [39], en el que se analiza si es necesario para garantizar una suficiente generación, recurrir a remuneraciones por la capacidad de generación que se aportará al sistema eléctrico.

7.1.1.1 Introducción

En este informe se evalúa si los mercados de la electricidad están diseñados adecuadamente para poder ofrecer una correcta señal en cuanto a precio, cantidad necesaria y tipo de inversión actual o de un futuro para la capacidad de generación. Los mercados de la Unión Europea de electricidad están sufriendo cambios importantes debido a consecuencias políticas, en especial los objetivos de las energías renovables para 2020. Ante la necesidad de integrar gran cantidad de electricidad a partir de energías renovables, se está reduciendo las horas de funcionamiento y la rentabilidad de centrales de generaciones flexibles y seguras, como las centrales de ciclo combinado de turbinas de gas. Estas centrales son necesarias para la garantía del suministro, debido a que es imposible predecir la producción de las plantas de energías renovables por su característica de aleatoriedad. Eurelectric comenta que en algunos mercados de la Unión Europea, se están produciendo unos bajos niveles de la rentabilidad esperada de estas plantas, incrementándose las incertidumbres sobre la decisión de inversión futura y por lo tanto si habrá suficiente generación capaz de abastecer el suministro a futuro.

La teoría sostiene que los mercados de solo energía funcionarían perfectamente si los precios de dichos mercados tienen la libertad de subir muy por encima de los costes marginales de operación durante los periodos de escasez, hasta un nivel que los consumidores estén dispuestos a pagar por él. Sin embargo, la realidad de los mercados actuales indica que el precio de escasez, se alcanza en momentos muy limitados y los ingresos obtenidos por la subida de precios no son suficientes para cubrir los costes fijos de la central. Si esta situación se prolonga, la central podría dejar de generar y sin

sustituirse por otra nueva. Para evitar este problema Eurelectric propone que se tendrá que mejorar el diseño y funcionamiento de los mercados.

Al mismo tiempo, que se integran mejoras en el mercado de la electricidad, los políticos de la Unión Europea y nacionales deben hacer esfuerzos tanto para aplicar modelos en los mercados diarios, intradiarios y a largo plazo, como para alcanzar un mercado integrado en la UE para 2014, fortaleciendo el transporte de capacidad nacional como transfronterizo y creando mercados de ajustes regionales.

Otra parte importante que mejorar, es la integración de las energías renovables en los mercados eléctricos. Los generadores de las centrales renovables deben ser incentivados para entrar poco a poco en el mercado eléctrico, con las mismas condiciones que los demás generadores. Principalmente tienen que ser incentivados a vender su producción en el mercado, así como participar para satisfacer las necesidades de equilibrio del sistema, como hacen los demás generadores tradicionales.

En los mercados donde se introducen todas estas mejoras, y aun así la generación por parte de algunas centrales siguen sin alcanzar unas rentabilidades mínimas, las autoridades deben considerar la introducción de un mecanismo de remuneración de la capacidad a nivel regional o bien coordinado con mercados vecinos. Al introducirse este mecanismo de remuneración, se ofrecen incentivos para realizar las inversiones necesarias para garantizar el suministro a futuro.

7.1.1.1.1 Cambios importantes en el marco regulatorio y de mercado en la actual y futura Unión Europea

En la actualidad los mercados de la UE de la electricidad están sufriendo cambios importantes como consecuencia de los objetivos políticos de la UE para 2020. Este objetivo para integrar gran parte de energía proveniente de centrales renovables, plantea serios retos en las redes y los mercados. Los objetivos de la directiva RES (Renewable Electricity Standard, Estándar de Electricidad Renovable) y la prioridad dada a las centrales renovables reducen aún más las posibilidades de las otras tecnologías de generación, aunque son necesarias frente a la intermitencia e imprevisibilidad de las renovables.

El marco político también afecta a los precios del mercado, que a su vez afectan a la rentabilidad de las plantas generadoras y su recuperación de la inversión. Por otra parte, el bajo coste variable de algunas tecnologías renovables y las garantías a través de los sistemas de apoyo a estas tecnologías junto con su prioridad de despacho, provoca un menor número de horas de funcionamiento de las centrales convencionales, influyendo en la rentabilidad empresarial. En algunos mercados donde la energía generada por plantas de energías renovables es importante, las centrales de ciclo combinado experimentan una constante reducción de su producción. Este caso se da en España, donde los ciclos combinados produjeron energía solo la mitad de horas en el año 2010 que en el 2004. En los diferentes países de la UE, los bajos niveles de la inversión prevista para nuevas plantas de ciclos combinados son una preocupación para continuar asegurando la generación suficiente a futuro.

Otras decisiones que afectan a la inversión, en relación con las centrales existentes y futuras, son los nuevos cambios legislativos y regulatorios planteados por la UE de energías renovables. Estos son:

- La Directiva de Grandes Plantas de Combustión (Large Combustion Plant Directive), adoptada en 2001 tiene como objetivo cerrar en 2015, las centrales más antiguas con mayores índices de emisiones contaminantes.

- La Directiva de Emisiones Industriales (Industrial Emissions Directive), va a imponer niveles más restrictivos de emisiones de polvo, SO₂, NO_x, provocando el cierre de las centrales que no cumplan los requisitos a partir de 2016.

- Cierres progresivos de centrales nucleares o restricción para la construcción de nuevas centrales.

- Normas más estrictas para los procedimientos de autorización de construcción de nuevas centrales.

- Los costes de emisiones permitidos de CO₂, sin asignación gratuita para la generación de energía a partir de 2013 en la mayoría de países.

Dependiendo de cada mercado nacional variará la aplicación de estas normas, según algunos pronósticos hechos por la CERA (Cambridge Energy Research Associate, Investigación Asociada a la Energía de Cambridge) y ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity, la Asociación Europea de Transportistas y Operadores de Sistemas Eléctricos). El margen de reserva de los sistemas eléctricos se reducirá por el cierre de centrales, como resultado del cumplimiento adecuado de las normas indicadas, dando como resultado que el nivel adecuado del margen de reserva de un sistema puede ser aceptable pero en otro puede ser problemático.

Las diferencias entre los distintos mercados pueden depender de múltiples factores como: el nivel de entrada en el mercado de las energías renovables intermitentes, el mix de generación total, la disponibilidad de los recursos, los niveles de capacidad de interconexión, el grado de integración en el mercado, las reglas del mercado, la estabilidad y la previsión ante las normas regulatorias.

7.1.1.1.2 Necesidades y problemas para garantizar la inversión en generación.

En el informe de Eurelectric se muestra que al integrar las energías renovables en el mercado se crean otras necesidades para las centrales de generación existentes, las que pueden garantizar un suministro flexible y operar en modo stand-by. Si hay suficiente capacidad de suministro con la energía aportada por las energías renovables, se reduce la contratación de electricidad a las centrales convencionales, debilitando su recuperación de costes fijos, pudiendo llevar al cierre si los beneficios no son los esperados. A causa de esto, los inversores tendrán una mayor incertidumbre poniendo en duda la nueva inversión. Junto a estos problemas, hay que destacar que las centrales



convencionales menos eficientes y más contaminantes deberán ser remplazadas para lograr los objetivos medio ambientales.

Otro punto a destacar, es la falta de garantía de la producción renovable y la necesidad de contar con las centrales convencionales para garantizar un adecuado suministro. Estas centrales convencionales deben ser más flexibles o se deben implantar nuevas centrales adecuadas a la variación frecuente de su producción.

También sobre el crédito de capacidad (nivel de firmeza) de las energías intermitentes es limitado de un 5 a un 10% máximo, por lo que puede considerarse como un recurso de energía pero no como proveedores de capacidad firme. Esto indica que las renovables intermitentes son inadecuadas para garantizar un margen de reserva suficiente para cubrir la demanda pico. Por esta razón, el sistema se debe basar según Eurelectric en la capacidad convencional, ya que dispone de niveles suficientes de seguridad y buen funcionamiento del equilibrio de la reserva de mercado.

7.1.1.2 Soluciones propuestas para garantizar nueva generación a futuro

Ahora Eurelectric cree que se está entrando en un periodo de transición en el que las decisiones políticas y de regulación tendrán un gran impacto. Por esto, en su opinión, las autoridades deberán tomar decisiones sobre el diseño de mercado al por mayor con mucho cuidado y considerando las consecuencias. Por tanto para mejorar la situación actual, se tienen que tomar una serie de medidas como las que se proponen.

7.1.1.2.1 Mejorar los actuales mercados eléctricos

Las medidas más importantes para mejorar los mercados de la electricidad deben ser:

- Aumentar la participación de la demanda en el mercado spot. Apoyándose en despliegues de redes inteligentes, medidores inteligentes e introducción de modelos de precios más dinámicos para los clientes. La condición más difícil para el funcionamiento de un mercado de energía, es que exista una demanda sensible al precio.
- Eliminar los precios regulados de la electricidad (excepto tarifas sociales para clientes vulnerables), permitiendo así que los precios de los clientes reflejen verdaderamente el balance entre oferta y demanda.
- Evitar medidas reglamentarias o administrativas que distorsionan los resultados del mercado.
- Fortalecer la capacidad de las interconexiones, tanto dentro del mercado interno como para las zonas próximas, permitiendo importaciones y exportaciones adicionales en momentos de escasez de energía o de abundancia de energía. La capacidad de



interconexión debe aumentar, por medio de inversión en redes y optimizando su uso, de este modo se conseguirá que los recursos existentes en un determinado mercado puedan estar disponibles en otros mercados y reducir así la necesidad de mantener centrales operativas en caso que no sean rentables.

- Suprimir los precios límites o establecerlos lo suficientemente altos como para no limitar el potencial de respuesta de la demanda y flexibilizar todas las opciones de generación a corto plazo.

- Establecer e integrar los mercado intradiarios, para poder acercarse lo más próximo al tiempo real.

- Optimizar el uso de la oferta flexible y capacidad de demanda para equilibrar el sistema regional.

- Incentivar a las empresas generadoras de energía renovable para que participen progresivamente en el mercado en igualdad de condiciones que las demás empresas generadoras. Los generadores de energía renovables deben ser responsables de la venta de su producción en el mercado, debiendo programar y equilibrar su cartera, ofreciendo sus ofertas. Estas proposiciones exponen a las energías renovables a precios de mercado que reflejan la demanda y variaciones de la oferta, consiguiendo disminuir los precios negativos y reduce sus costes.

- Ampliación de los mercados a nivel europeo, como el mercado común para 2014 propuesto por la Comisión Europea.

- Promover una mayor flexibilidad en los mercados del gas y normas en cuanto al almacenamiento o gasoductos, nominación de entrega, contratos y productos básicos. Desarrollar un modelo del gas para evitar diferencias en precios de los mercados entre países próximos.

- Implementar y armonizar la transparencia del mercado en toda Europa.

7.1.1.2.2 Problemas ante las mejoras propuestas de los actuales mercados eléctricos.

Ahora hay que saber si todas estas mejoras propuestas son suficientes para el mercado y si se pueden poner en práctica en un tiempo razonable. Estas mejoras serán necesarias en todos los mercados de la UE para reducir los costes del sistema y garantizar la estabilidad de la generación, por lo que deberán ser realizadas en paralelo por las autoridades y con el aumento de la generación de energía renovable. Según el informe de Eurelectric, las medidas propuestas serán suficientes en todas las regiones de la UE, pero surge el problema, si todas estas medidas se implementarán realmente en un tiempo razonable, es decir, que los cambios en la inversión de centrales (cierres previstos y nuevas construcciones) se puedan realizar antes de poner en peligro el futuro aseguramiento del suministro eléctrico, esto también depende de cada mercado y sus condiciones actuales y futuras.

En la realidad parece poco probable que los mercados de la UE lleven a cabo las mejoras en un tiempo cercano y razonable, ya que dependen de una interconexión muy grande, un desarrollo eficaz para garantizar la demanda y la eficacia de cada país. Estos son procesos muy largos que presentan problemas a la hora de establecer las medidas propuestas.

Los problemas que aparecerán serán:

- Problemas para aumentar la capacidad de interconexión, como bien puede ser problemas de licencias, dificultades del terreno, cuestiones de financiación y la coordinación de los sistemas. Debido a esto, para aumentar la capacidad de interconexión en algunas fronteras se necesitaran décadas. Además, hay que destacar que la prevención o eliminación de congestiones internas de una red nacional es un proceso muy largo y costoso.

- Problema de participación de la demanda. El comportamiento de la demanda varía según los países (su consumo, el clima y la estructura industrial). La demanda de electricidad también depende de la utilización de los equipos de climatización, frío y calor.

- Otro gran motivo que entorpece a la implantación de las medidas, es el complejo desarrollo a gran escala que se debe realizar para hacer realidad las redes inteligentes y la instalación de contadores inteligentes, los problemas de financiación, la creación de modelos dinámicos de precios o educar a los consumidores en su uso. Realizar estas medidas tardará bastante tiempo.

- El problema de los precios máximos, debido a que algunos gobiernos ejercen un control de precios sobre el mercado mayorista de la energía, también influyen las orientaciones políticas de cada gobierno.

- Desarrollar otras fuentes de flexibilidad para la oferta, por ejemplo, flexibilizar el mercado del gas para almacenamiento de energía.

7.1.1.2.3 Los pagos de capacidad como solución.

Ante las mejoras propuestas en el informe de Eurelectric para mejorar el sistema y sus correspondientes problemas que imposibilitan una implementación en la realidad de los mercados europeos, Eurelectric propone una solución, la introducción de mecanismos de remuneración por capacidad. Esto ha creado una gran reflexión en políticos, académicos y profesionales del sector, tanto en EEUU y Europa.

En algunos países se han introducido con el objetivo de permitir que alguno o todos los generadores puedan recuperar parte de sus costes de inversión, no remunerados por la energía del mercado. Estos mecanismos permiten a los inversores unos ingresos mínimos para sus inversiones. En la mayoría de estos mercados el precio al alza se reduce debido a la remuneración por capacidad garantizada para abastecer al sistema. De este modo los momentos de escasez y alza de precios ocurren con menor frecuencia.

Los beneficios obtenidos están relacionados con las inversiones para preservar una adecuada generación pero si hay una intervención reguladora puede provocar inconvenientes, estos tendrán que ser evaluados con un análisis de costes y beneficios.

Las ventajas principales de esta remuneración mediante los pagos por capacidad son:

- Menos incertidumbre en los ingresos de los generadores, por lo que se obtiene mayores incentivos para invertir en generación.

- Se consigue una adecuada generación y mayor seguridad del abastecimiento del sistema.

- Se consigue unos precios menos inestables, al limitar el alza de precios, de lo que se beneficiaran los consumidores.

- Se reducen los costes de financiación de las inversiones en generación ya que hay menos incertidumbre.

Por el contrario, las desventajas son:

- La elección regulada en la cantidad y la calidad del margen de reserva necesario, al adoptarse una resolución con preferencia sobre otra.

- Puede desincentivar las inversiones en interconexiones y almacenamiento, a causa de la menor volatilidad de los precios.

- Puede causar un impacto negativo en la integración del mercado y distorsionar la inversión en los países vecinos.

- Según algunas experiencias, el diseño e implementación puede resultar compleja. Además, en los modelos existentes que se ha desarrollado este método, se ha hecho sobre todo para garantizar su máxima capacidad, mientras que los nuevos modelos tendrán que tratar sobre todo con las energías renovables para adecuarse a la generación.

7.1.1.3 Método de mecanismos de remuneración por capacidad.

Los mecanismos de remuneración se introducen para superar deficiencias en los mercados de la electricidad, para asegurar la disponibilidad del suministro eléctrico. Estos pagos retribuyen a las centrales generadoras sobre su producción y disponibilidad de capacidad en MW. Para los casos particulares de la entrada intermitente de energías renovables, este mecanismo también remunera adecuadamente la capacidad de generación necesaria para hacer frente a una gran proporción de las energías renovables intermitentes. Los modelos existentes de remuneración en EE.UU. y algunos países no fueron diseñados inicialmente con este objetivo adicional.

Al introducirse estos mecanismos de remuneración por capacidad en un mercado nacional, se deben tener en cuenta diferentes factores:

-Impacto insignificante de la participación de la demanda en la fijación de precios al por mayor.

Si la contribución es eficaz en la fijación del precio, el nivel de participación de la demanda es probablemente suficiente para evitar las necesidades de remuneración. El desarrollo de contadores inteligentes y redes inteligentes facilitarán la participación de la demanda, pero esto tardará varios años.

Sin embargo, en los mercados donde la demanda no participa en el establecimiento de los precios del mercado, la introducción de mecanismos de remuneración de la capacidad tiene que ser considerada.

-Falta de capacidad de interconexión.

Un sistema de generación adecuado también depende de la disponibilidad de la capacidad interna y de sus interconexiones físicas con los sistemas de países próximos. Para casos de un mix de energía complementaria a cada lado de la frontera (la generación de energía renovable intermitente no tiene las mismas dimensiones de producción en un país que en otro), las interconexiones fuertes pueden permitir a los países a acceder a los recursos de reserva de capacidad fuera de su mercado interno cuando sea necesario para cubrir la demanda máxima o estabilizar las necesidades de las variaciones de las energías renovables intermitentes. Una integración de los mercados con suficiente capacidad transfronteriza permitirá a los sistemas a evaluar y atender las necesidades de capacidad de manera coordinada. Cuanto mayor sea el área de reservas potenciales y respaldo de generación, menor es la necesidad de introducir nuevos mecanismos de remuneración.

También para la capacidad de transporte nacional, puede reducirse la necesidad de introducir estos mecanismos, ya que si las centrales generadoras están geográficamente distribuidas por el país, por ejemplo, si la producción eólica esta ubicada en un área particular y las centrales de ciclo combinado en otro.

Por el contrario, si el sistema eléctrico de un país se ha limitado en capacidad de transporte interno y en interconexiones con los países vecinos, su mercado se quedará aislado y solo puede confiar en sus propios recursos para la adecuación de la generación, por lo que es considerable la introducción de mecanismos remuneradores.

-Presencia de importantes distorsiones regulatorias.

Una serie de intervenciones en la normativa pueden distorsionar el funcionamiento normal del mercado y provocar que las señales de precios no sean correctas para las inversiones en generación.

Los dos casos más importantes son los límites de precio y las decisiones regulatorias que afectan al mix de generación.

-Límites de precio:

Los generadores pueden ser remunerados solo cuando el precio de mercado refleja el precio de escasez, pero si las autoridades reguladoras fijan un tope de precios del mercado, no se reflejan los costes de escasez en el precio y surgirá el problema. Algunos gobiernos y reguladores nacionales consideran que el precio no debe ser fijado libremente por los participantes del mercado, sino que prefieren mantener el control con el límite de precios. En algunos casos, el límite se encuentra cerca de lo que se percibe como precio razonable de escasez y para estos, la distorsión en el mercado puede considerarse insignificante. Por otro lado, hay casos en los que el precio límite no tiene relación con el coste de escasez y es fijado arbitrariamente considerado políticamente aceptable.

- Las decisiones regulatorias que afectan al mix de generación:

En este caso, se da la prioridad de despacho para algunas fuentes no renovables como es el ejemplo de la prioridad de carbón autóctono en España, es otro tipo de intervención que distorsiona el equilibrio del mercado.

Algunas plantas no son justamente remuneradas y pueden producir pérdidas, los inversores tendrán en cuenta esto al tomar la decisión de inversión y provocará un deterioro de la inversión. Para estas circunstancias, las distorsiones regulatorias justificarían la introducción de mecanismos de remuneración de la capacidad.

7.1.1.4 Diseño de un modelo de pagos por capacidad.

Eurelectric mediante este informe con relación al mercado común que propone la UE de la energía, cree que cualquier pago remunerado por capacidad tiene que adoptar una perspectiva en el mercado europeo con el fin de no obstaculizar la integración del mercado y no desequilibrar la competencia. Las características de diseño pueden ser distintas en cada mercado nacional debido a sus diferencias, pero debe hacerse un conjunto mínimo de principios, acordados a nivel regional y de la UE para evitar poner en peligro los beneficios de la integración de los mercados.

Se analizan diseños en general e identifican algunas características de implementación, que para estos deben ser comunes en todos los modelos:

-Si la remuneración por capacidad debe diferenciar entre tecnologías y entre instalaciones existentes y nuevas.

Según este informe no se debe diferenciar entre las diferentes forma de capacidad, con el fin de evitar desequilibrar de la competencia y garantizar la máxima liquidez dentro de los mecanismos de remuneración por capacidad. Si el sistema está bien diseñado, el mercado proporcionará las soluciones más eficientes del coste.



El pago que recibirá la central debe depender de la garantía del servicio que ofrezca al sistema eléctrico, que a su vez depende de criterios como la capacidad total instalada de energía, disponibilidad de la central, capacidad de generar cuando sea necesario (fiabilidad), especificaciones técnicas y de los tiempos de arranque. Como se aplica en varios modelos existentes, este mecanismo puede asegurar que las centrales que reciban el pago por adelantado estén realmente disponibles y en el momento que el sistema lo necesite. De esta manera, las centrales con mayor nivel de garantía y fiabilidad serán remuneradas adecuadamente con el servicio aportado.

-Cómo debe participar la demanda al tener mecanismos de remuneración de la capacidad.

La demanda debe ser incentivada a contribuir a garantizar la seguridad del suministro a través de la gestión de cargas y ser tratada igual, en términos económicos, que la generación.

-Como se puede afrontar pagos dobles.

El doble pago se produce cuando la parte que se beneficia de la capacidad de remuneración recibe ingresos adicionales a través de precios de la energía en momentos de escasez. La presencia de mecanismos remunerados reducirá la frecuencia de periodos de escasez pero no los elimina por completo. Las autoridades deben tener cuidado al introducir medidas de largo alcance para evitar la duplicación de pagos. En algunos modelos existentes, se han adoptado subastas de capacidad para cuando se producen momentos de pico.

-Como se pagan los mecanismos por capacidad.

Para desarrollar los mecanismos de pagos por capacidad, los clientes que causan menos costes para el sistema deben contribuir menos (por MW) que los clientes que causan más costes. La solución propuesta por Eurelectric consiste en hacer que los clientes paguen en base MW.

Para mejorar la aplicación de mecanismos de remuneración se tendría que aplicar contadores inteligentes para permitir a los clientes, medir con una mayor frecuencia sus datos de consumo.

7.1.1.5 Problemas que surgen con los mecanismos de remuneración por capacidad.

Surgen varios problemas con los mecanismos de remuneración por capacidad:

-Como afecta la inversión en generación con mecanismos remunerados en los países vecinos. La implantación de mecanismos remunerados por capacidad no es un problema para los resultados del mercado en el corto plazo, pero lo es si el acoplamiento de los mecanismos entre dos mercados con diferentes precios no está bien calibrado y puede

causar, que las inversiones en generación puedan ser más atractivas en uno de los dos mercados.

Durante la interconexión de dos mercados, la falta de igualdad de condiciones en el largo plazo, crea una falta de inversión en un lado y un nivel de inversión más alto en el otro, lo que implicaría diferentes adecuaciones de la generación y diferentes costes marginales.

Por otra parte, si la capacidad transfronteriza es escasa y los mercados son parcialmente aislados, los mecanismos de remuneración atraen más inversiones en el mercado con mejores incentivos. Si el modelo no está bien diseñado, existe el riesgo de atraer más inversiones, lo que lleva a obtener precios menores y se deteriora el mercado.

Debido a estos motivos Eurelectric, aconseja a los responsables políticos que deben coordinar su trabajo y establecer progresivamente un conjunto mínimo de principios para Europa. Los países que participen en el mismo mercado común deben coordinar sus respectivas políticas para garantizar un correcto funcionamiento de la asociación de mercados a largo plazo y así evitar los conflictos que afectan a las decisiones de inversión y la competencia entre generadores. Un ejemplo positivo de este método de cooperación es establecido entre España y Portugal, donde los países comparten un modelo muy similar de pagos capacidad.

-También hay que tener en cuenta la relación entre los mecanismos de remuneración de capacidad y la reserva de mercado para los servicios auxiliares. Los Operadores del Sistema están obligados a garantizar el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía a través del mercado con las reservas adecuadas. Se debe diseñar el mercado garantizando toda la capacidad incluida también la cantidad adecuada de reservas.

7.1.1.6 Procedimiento a seguir ante la introducción de mecanismos de remuneración

Se puede pensar que los estados con un mercado liberalizado, pueden tener la libertad para hacer frente a la seguridad del suministro mediante cualquier tipo de mecanismos por remuneración, para atraer nuevas inversiones en generación o impedir que las centrales existentes cierren pero no es el caso. Hay una legislación en la Unión Europea que establece algunos principios importantes, que los estados deben respetar cuando se introducen otras medidas para fomentar la disponibilidad de capacidad de generación. Los estados están obligados a mantener el equilibrio entre oferta y demanda mediante el establecimiento de mercados de la electricidad y se introducirán medidas adicionales, en situaciones en que los mecanismos del mercado no sean suficientes para asegurar la generación requerida.

Además de respetar las normas vigentes de la EU, las autoridades nacionales deben tener en cuenta las posibles interacciones entre las medidas de seguridad del suministro y la realización del mercado interior de la energía. A medida que se avanza hacia la integración de los mercados comunes europeos, acordado para 2014, se debe asegurar

que los diseños de los mercados de la UE tengan un cierto equilibrio con los mecanismos de pagos remunerados nacionales.

La decisión de invertir en generación de electricidad varía entre los distintos países. Esto está relacionado con las características de la regulación nacional de cada país, y otros factores, tales como son los precios de los terrenos donde se instale nueva capacidad y su disponibilidad, las infraestructuras eléctricas, la estructura tarifaria, etc. Para disminuir o eliminar estas diferencias se pueden introducir mecanismos remunerados, las únicas que pueden persistir son las diferencias geográficas.

En este informe, se considera que los países deben implementar un mecanismo de remuneración por capacidad en Europa si no hay ningún efecto sobre la formación de los precios y en el acoplamiento del mercado. Si se produce un efecto continuo y permanente sobre la formación de precios, los mecanismos remunerados deben ser introducidos a escala regional o no introducirlos.

Antes de introducir un modelo de mecanismos remunerados de capacidad, las autoridades deben tener en cuenta los siguientes principios:

- Se debe estimar el nivel adecuado de la generación requerida para un sistema determinado, considerando la introducción de energías renovables intermitentes, la capacidad de interconexión, la participación de la demanda, etc. Basándose en este valor, se debe hacer un análisis profundo para determinar si el diseño actual del mercado, sin distorsiones regulatorias, podría garantizar un nivel adecuado de generación.

- Un mecanismo de remuneración por capacidad solo debería introducirse para aumentar el bienestar socioeconómico de todo el sistema. Se mide analizando los costes y beneficios en el aumento del nivel de seguridad del suministro. Por tanto la introducción de estos mecanismos debe ser evaluada por el regulador.

- La necesidad de un método de remuneración ideal debe ser evaluado a nivel regional. La capacidad suficiente para satisfacer la demanda es un problema regional que no depende de la capacidad de interconexión transfronteriza disponible.

- El mecanismo de remuneración introducido debe ser capaz de ser eliminado una vez que el propio mercado ofrezca los incentivos a las inversiones necesarias para garantizar la adecuación del sistema. En la práctica, la remuneración debe seguir una curva de pendiente negativa que se reduce hasta eliminar los márgenes de reserva existentes y futuros, si se consideran suficientes.

Para eliminar estos mecanismos, se debe producir una reducción gradual de la remuneración mientras se den condiciones favorables del mercado, por lo que los inversores tienen que tener en cuenta que estos mecanismos estarán durante un tiempo limitado, por lo que su efecto será limitado.

7.1.1.7 Conclusiones y recomendaciones.

Eurelectric elaboró el informe para contribuir en el proceso de integración de los mercados, mediante análisis y recomendaciones, para facilitar el desarrollo de un mercado principal. El objetivo es crear un mercado europeo en 2014, mediante la introducción de mecanismos de remuneración de capacidad cuando sea necesario y se tendrá que llevar a cabo de una manera adecuada y apropiada para realizar un mercado único de la electricidad.

Según los análisis y las conclusiones del informe, Eurelectric propone unas recomendaciones:

- Se debe permitir que funcione correctamente los mercados de solo energía mediante la eliminación de las distorsiones que impiden su correcto funcionamiento. Estas distorsiones son reguladas para los usuarios finales: restricciones a las operaciones de las centrales (incluida la retirada de las centrales no rentables en el mercado), limitación de precios (o debería ser por lo menos lo suficientemente alta para evitar limitar la demanda y la oferta) y otras medidas reglamentarias o administrativas que dificulten los resultados del mercado.

- La integración de los mercados debe seguir siendo una prioridad para los políticos de la Unión Europea y nacionales. Los esfuerzos deben concentrarse en la aplicación de los modelos de los mercados diarios, intradiarios y de largo plazo para alcanzar el objetivo de un mercado integrado de la UE en 2014. Este proceso se debe realizar mejorando la capacidad de interconexión (tanto nacional como transfronterizos) y la creación de mercados de equilibrio regionales.

- Mejorar y acelerar la integración de las energías renovables en el sistema de la Unión Europea. Los generadores de energías renovables deben ser incentivados para entrar progresivamente en el mercado con total igualdad de condiciones que los demás generadores. Se les debe incentivar a vender su producción en el mercado, así como a cumplir con la programación. También deberían existir mecanismos de apoyo a escala europea basados en el mercado, en el que se expondrían a los generadores de energías renovables a los precios de mercado que reflejan la demanda y variaciones de suministro que permiten reducir los costes significativamente.

- Habilitación en el mercado de la demanda para participar en la formación de precios del mercado mayorista (también a gran escala, mediante redes inteligentes y medidores inteligentes). Es fundamental para el buen funcionamiento del mercado eléctrico, aunque muy difícil de lograr. Como respuesta la demanda disminuiría considerablemente, no solo la demanda de pico sino la necesidad de centrales de apoyo. Esto debe ser un punto importante en las políticas energéticas actuales.

- En los mercados donde todas las mejoras se han hecho y existe peligro de no garantizar el suministro eléctrico, las autoridades deben considerar la necesidad de introducir un mecanismo de remuneración por capacidad a nivel regional o coordinado con mercados vecinos.



-Si se introducen mecanismos de remuneración por capacidad, estos deben ser capaz de ser eliminados una vez que el propio mercado ofrezca los incentivos a las inversiones necesarias para garantizar la adecuación del sistema.

-Por ultimo, mientras se realiza en la UE un mecanismo de remuneración por capacidad, Eurelectric hace un llamamiento a ACER (Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía) y la Comisión Europea (en cooperación con todas las partes interesadas de la UE y nacionales) para empezar a trabajar en un desarrollo de un conjunto de requisitos mínimos de armonización de la UE. Esto debería garantizar el buen funcionamiento de los mercados regionales y la compatibilidad con el objetivo de alcanzar un mercado común de la electricidad. También, se debe seguir la evolución de los mercados nacionales para asegurar que el objetivo se cumple.

7.1.2. Opiniones de IFIEC

7.1.2.1 Introducción

IFIEC es la asociación europea de empresas industriales intensivas en el consumo de energía. Su trabajo consiste en la elaboración de documentos de posicionamiento de la industria europea de cara a facilitar el desarrollo legislativo en materia de energía.

IFIEC realiza diferentes documentos para mejorar la eficiencia energética y medioambiental en la EU, proponiendo diversas políticas. IFIEC realizó en 2012, un documento llamado “Position Paper on Capacity Payments” (documento de posición sobre pagos por capacidad) [40], explicando la problemática actual que se está discutiendo en Europa.

7.1.2.2 Documento IFIEC

Según la teoría económica, se demuestra que la competencia en el mercado de la electricidad debería hacer que el mecanismo de fijación de precios marginal garantizará a los inversores en nueva capacidad de generación unos ingresos necesarios para cubrir sus costes fijos.

Sin embargo, las interacciones entre el mercado y la regulación con el fin de realizar otros objetivos, puede llevar a una falta de incentivos para invertir en nuevas centrales de energía, como son:

- La prioridad que se da a la generación de electricidad a partir de centrales renovables intermitentes, frente a las plantas convencionales.

- Algunos gobiernos introducen altos incentivos para las energías renovables, consiguiendo que los generadores en determinados momentos ofrezcan su producción a precio cero o incluso negativo, debido a esto, los precios medios caerán por debajo del nivel que corresponde a la relación coste y efectividad de las centrales convencionales de energía.

Por otro lado, también existe el riesgo de que las compañías de generación tradicionales no inviertan en el mercado actual, retrasando su inversión, esperando la escasez de capacidad y aumentando su precio de venta provocando escasez de generación en el mercado. Estas situaciones son cada vez más utilizadas para argumentar el apoyo a introducir diferentes mecanismos remunerados de capacidad, como los pagos por capacidad o los mercados de capacidad.

IFIEC considera preocupante las distorsiones del mercado de la electricidad provocadas por las intervenciones públicas, como el apoyo a las energías renovables. Para intentar

solucionar estas distorsiones, se realizan procedimientos para incentivar la oferta, pero esto no es una solución ya que los generadores existentes pueden optar por no crear capacidad adicional y esperar a que les ofrezcan una tarifa de capacidad anual, además del precio de mercado. Debido a este motivo, IFIEC no está convencida de que los pagos generalizados de capacidad sean la mejor opción para resolver este problema.

Otra de las razones que obstaculizan las nuevas inversiones en capacidad de generación, son los procedimientos de obtención de permisos, que son lentos y dificultosos, las políticas energéticas confusas e inestables, la falta de precios competitivos de energías de reserva, etc.

IFIEC no cree que falte dinero en el mercado sino que el dinero está ahí pero no fluye a los que realmente están interesados en invertir en la capacidad de generación adicional. Debido a esto, propone soluciones alternativas para los mecanismos de remuneración por capacidad y propone las siguientes soluciones:

- Limitar el apoyo a las energías renovables, a la diferencia entre el coste de generación efectivo y el precio medio de la electricidad en el mercado de referencia. Esto incentivará a los productores de energías renovables a poder vender su electricidad con la mayor eficiencia posible en el mercado.

- Incentivar a los productores de electricidad de centrales intermitentes para preservar la capacidad de reserva.

- Aumentar las inversiones en interconexiones, principalmente en países con altas capacidades de almacenamiento naturales y en países con capacidades de almacenamiento naturales muy bajas.

- Mejorar el funcionamiento y eficiencia del gas.

- Simplificar los trámites de permisos y quitar otros obstáculos políticos para la construcción de nuevas centrales eléctricas.

- Promover la participación voluntaria de la demanda en todos los lugares del mercado.

- Estimular la investigación y las inversiones en los sistemas de almacenamiento de energía.

- Permitir y apoyar los contratos a largo plazo entre consumidores e inversores de centrales de energía, para el beneficio de ambas partes.

7.2 Opiniones de expertos españoles

7.2.1 Opinión de Jorge Fabra

Jorge Fabra fue presidente de REE entre 1988 y 1997, y consejero de la Comisión Nacional de la Energía hasta 2011. Actualmente es miembro de Economistas frente a la crisis.

Jorge Fabra publicó un artículo sobre el déficit tarifario en el sector eléctrico español [41], en el que propone medidas contra el déficit y una de las soluciones trata sobre los pagos por capacidad.

El déficit tarifario es la diferencia entre los ingresos que las empresas eléctricas perciben por los pagos de consumidores y los costes que la regulación les reconoce por suministrar electricidad. El déficit tarifario va aumentando cada vez más, resultando un problema para el suministro eléctrico, por lo que para parar su aumento y evitar la insostenibilidad de la situación para empresas y consumidores, Jorge Fabra propone tres soluciones; subir las tarifas, financiar los costes que no cubren las tarifas con fondos provenientes de los presupuestos generales del estado y bajar los costes reconocidos de la generación de electricidad.

Sobre la tercera solución, bajar los costes de la generación de electricidad, comenta que desde que se estableció la LSE en 1997, los pagos regulados son superiores a los percibidos por las tecnologías renovables, un total desde 1998 hasta 2011 de 53.000 millones de euros de los pagos regulados frente a los 35.000 millones de euros de las energías renovables. Entre los diferentes conceptos remunerados, se encuentran los pagos por capacidad. Afirma que los pagos regulados y por ingresos obtenidos en la venta de energía, las centrales hidroeléctricas y nucleares han recuperado con creces sus inversiones, por lo que propone una revisión a la baja de los ingresos a éstas, hasta un valor que remunere suficientemente sus costes variables.

En conclusión, la insostenibilidad del creciente aumento del déficit tarifario exige una reforma que termine con la retribución excesiva y no justificada que los consumidores pagan por la electricidad generada en las centrales nucleares e hidroeléctricas. También comenta que se puede solucionar el problema, mejorando la ineficiente y costosa regulación del sector eléctrico, y que las políticas energéticas y su regulación tienen que ser dictadas por el gobierno y el congreso, no por las empresas.

En otro artículo escrito en El País Negocios en 2012 [42], Fabra apunta a que es esencial una reforma de la regulación eléctrica para la competitividad de la economía, ya que hay un desequilibrio entre costes e ingresos en perjuicio de los consumidores y de las nuevas tecnologías.

En el mercado eléctrico, el precio que determina la retribución de todas las centrales en funcionamiento es fijado por la última oferta de la central térmica para poder cubrir la demanda. Esta retribución resulta insuficiente para la mayor parte de las centrales de carbón, de gas y renovables, pero es excesiva para las centrales hidroeléctricas y nucleares. Por esto, las centrales que con los precios de mercado no cubren los precios medios perciben complementos como pagos por capacidad, mientras que las centrales, que con los mismos precios obtienen unos beneficios muy elevados, manteniendo esa retribución.

7.2.2 Opinión de Natalia Fabra

Natalia Fabra es economista y profesora de la Universidad Carlos III de Madrid. Ha escrito numerosas publicaciones tanto en inglés como en español, sobre el sector eléctrico. En la publicación “La Electricidad: Mercados, Inversiones y Garantía de Suministro” [43], escribe sobre diferentes temas del mercado eléctrico español y uno de esto apartados es sobre las propiedades deseables de los mecanismos de retribución de la capacidad.

En dicho apartado comenta, que cuando se introducen pagos para remunerar la capacidad, se promueve las inversiones eficientes, contribuyendo a un mejor funcionamiento de los mercados energía, y así disminuyendo el poder de mercado. También señala que es importante el diseño de los pagos por capacidad, para que no distorsionen los incentivos de las ofertas en el mercado de energía, ya que produciría ineficiencias productivas y distorsionaría la señal de precios.

Natalia Fabra advierte [44], que si la demanda fuera suficientemente elástica al precio, no sería necesario ningún sistema para complementar el precio de un mercado competitivo. En la realidad, los mercados basados únicamente en el precio (energy only markets) no favorecen las decisiones adecuadas de inversión, por lo tanto para el caso español es conveniente que haya una retribución por la capacidad disponible, y que ésta no solo se asigne mediante mecanismos administrativos, sino mercantiles.

Natalia escribe, que para determinar el importe de los pagos por capacidad se tiene que tener en cuenta el coste de oportunidad de la inversión. Si el pago de capacidad se establece a través de mecanismos mercantiles (como los mercados de capacidad o por medio de subastas de nueva capacidad), las empresas incorporarán los costes de oportunidad para determinar el precio de la capacidad, pero si el pago se establece administrativamente, la incorporación del coste de oportunidad a estos pagos resultará difícil. Por tanto, será determinante el diseño de mecanismos mercantiles para que reflejen de una manera adecuada los costes de oportunidad, pero hay que tener en cuenta que el objetivo se frustrará si se modifican frecuentemente los pagos o son susceptibles al poder de mercado.

Además comenta que los pagos uniformes tienen un tratamiento desigual por tecnologías, ya que no generan los mismos incentivos de inversión para tecnologías con diferencias entre sus costes fijos, horas de funcionamiento, vidas útiles, capacidad de

recuperación de costes. Debido a esto propone implantar pagos asimétricos entre tecnologías. Otra solución, es fijar el pago por capacidad mediante subastas, y así determinar los pagos de manera asimétrica con el que las centrales deben ser remuneradas cuando se incorporen a la cobertura. Los pagos por capacidad y los mercados por capacidad generan pagos uniformes para todas las centrales.

En conclusión, los pagos por capacidad deberían ser primas fijas para evitar distorsiones en el mercado de la energía eléctrica, establecerse por medio de mecanismos mercantiles, dar un trato asimétrico a los pagos para las rentabilidades de las diferentes tecnologías y el coste de los pagos debería ser costado por todos, ya que el bien público tiene que tener una fiabilidad. Por esto, Natalia Fabra propone como solución las subastas de nueva capacidad, debido a que su uso por parte de las autoridades regulatorias podría aportar la solución a los problemas de garantía de suministro.

7.2.3 Opinión de Juan de la Cruz Ferrer

Juan de la Cruz Ferrer es actualmente director del Centro Europeo de Regulación Económica, y ha escrito documentos basados en los mercados eléctricos, uno de ellos es un documento llamado “Bases para el diseño de los mercados eléctricos” [16], en el que escribe sobre el planteamiento de los pagos por capacidad, los problemas, alternativas y solución del problema.

En este documento, plantea el problema que surge en los sistemas liberalizados para garantizar la seguridad y la continuidad del suministro, ya que los generadores no aportan la capacidad necesaria de energía al sistema, principalmente por no recuperar los costes de inversión con el margen de mercado. Esto junto a la amenaza del abuso de poder y la falta de participación de la demanda provoca precios excesivos. Debido a esto, ante la falta necesaria de nuevas inversiones, de participación de la demanda y la amenaza del abuso de poder, se puede justificar el establecimiento transitorio de pagos por capacidad. Pero por un lado, las ventajas de los pagos por capacidad todavía no se han demostrado, solo se ha demostrado la vulnerabilidad al abuso del poder de mercado. Mientras que en los mercados basados únicamente en el precio de la energía todavía no se ha producido ningún fallo, ya que retribuyen la energía suministrada necesaria para incentivar la participación de la demanda. Estas razones están llevando a la Agencia Internacional de la Energía a plantearse la supresión de los pagos de capacidad.

Para los mercados basados únicamente en el precio (energy only markets), la participación escasa de la demanda es considerada un fenómeno transitorio, que poco a poco se aumentará con la aparición de señales de precios apropiadas y los mercados se ajusten y diseñen para minimizar los costes de transacción. Pero para sistemas que se han establecido pagos por capacidad, la falta de participación de la demanda es considerada como un fallo irresoluble en el mercado, y su única solución es mediante el establecimiento de mecanismos de regulación económica.

Apoyándose en comentarios que hizo en 2003 Frank Wolak para discutir los pagos por capacidad, señala que el principal problema de los pagos por capacidad es que no está



claro el producto que se adquiere a cambio. Por esto, argumenta que a los productores sólo se les pagan los productos que venden, no su disponibilidad, por ejemplo en el sector industrial es como si las fábricas recibieran pagos solamente por existir.

Entonces, disponer de capacidad suficiente mediante mecanismos regulados para atender la demanda, no garantiza que ésta sea satisfecha. Pero sin embargo, si se adquiere energía suficiente mediante un contrato a largo plazo, se consigue garantizar que la energía estará disponible, y así, evitar el riesgo de precios del mercado al contado.

Propone el método de contratos a largo plazo, pero se tiene que resolver el problema de como establecer grandes incentivos a los suministradores para que prevean sus futuras necesidades energéticas y adquirirlas con antelación, siendo suficiente para que los generadores construyan nueva capacidad para satisfacer sus obligaciones de suministro eléctrico.

7.2.4 Opinión de José Ignacio Pérez Arriaga

José Ignacio Pérez Arriaga fue consejero de la CNE, ha realizado diferentes publicaciones del sector eléctrico y entre ellas destaca la publicación en 2005, hecha para el antiguo Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, (actualmente MINETUR) “Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España” [36]. En este documento, se realizó un diagnóstico de la situación regulatoria que se estableció en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico Español, y se propuso una reforma.

En uno de los apartados del documento, analiza los mecanismos para garantizar la potencia en esos años. Comenta que desde que se introdujo el procedimiento de pagos por capacidad, resultó efectivo para conseguir mantener en el sistema a las centrales obsoletas con una previsión muy baja de horas de funcionamiento pero que podían contribuir a la fiabilidad del suministro energético en momentos críticos. Se incrementó el número de nuevos inversores pero no motivados por los pagos por potencia, debido a la incertidumbre regulatoria del pago. Según el documento “el volumen total de los pagos por este concepto ha pasado de un valor inicial de 7,8 € por cada MWh de demanda en el sistema al inicio del mercado en 1998, más tarde a 6,9 €/MWh y a 4,8 €/MWh a partir del año 2000”. El valor inicial fue excesivamente alto, debido a los cambios de los pagos, se creó una apreciable incertidumbre regulatoria, ya que el gobierno puede modificarlo siempre que quiera. Por lo tanto, resulta poco eficiente este mecanismo de remuneración para establecer una inversión a largo plazo. También señala que el pago que recibe cada generador depende además del volumen de demanda y del total de la capacidad instalada, provocando un elemento adicional de distorsión y de incertidumbre.

La propuesta de reforma del mecanismo para garantizar la potencia, fue la de mantener el pago existente por garantía de potencia a los generadores, en el que cada grupo recibe un precio regulado en función de un cierto valor de potencia firme que se asigna administrativamente pero incorporando dos elementos. El primero fue un compromiso



de proporcionar la potencia firme asignada cuando el sistema se encuentra en momento de escasez, a cambio del pago por capacidad, y en caso de incumpliendo, establecer una sanción económica. El segundo elemento, es un procedimiento para asegurar un margen prefijado de cobertura en caso de que el mercado por sí mismo, junto con el pago existente por garantía de potencia, no lo proporcione.

7.3 Problemáticas con las Energías Renovables

Las políticas energéticas actuales de la UE para 2020, se desarrollan alrededor de tres principios: la seguridad de suministro, la preservación del medio ambiente y la competitividad económica. Para cumplir con estos requerimientos una gran parte de países aplican dos estrategias; por un lado, la promoción del ahorro y mejora de la eficiencia energética y por otro lado, el fomento de las energías renovables.

Algunos beneficios de las renovables son:

- La introducción de energías renovables, por un lado lleva a la mejora de la seguridad del suministro de energía, ya que reduce las importaciones de petróleo, sus derivados y de gas natural.
- La introducción de energías renovables debe optimizarse para satisfacer la demanda, provocando unas menores necesidades.
- Las energías renovables tienen un menor impacto ambiental que las centrales convencionales, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y generación de residuos radiactivos.
- Son energías inagotables y seguras, el riesgo de que fallen no es igual que si falla una central nuclear.
- Generan empleo, riqueza y futuro ahorro en el coste de la electricidad.
- Por ultimo, las energías renovables también ayudan a mejorar la competitividad de la economía por medio de las distintas tecnologías renovables, que vayan consiguiendo una posición más competitiva. Además hay que tener en cuenta la aportación al sector productivo, ayudando a generar riqueza y empleo.

En España, se ha ido aumentando su capacidad de generación por medio de energías renovables y se ha convertido en uno de los países con mayor desarrollo de estas tecnologías. Actualmente el 25% de la energía eléctrica producida proviene de las energías renovables, por lo que se han establecido requisitos técnicos adicionales para garantizar el funcionamiento del sistema y posibilitar su crecimiento. Las energías renovables son el principal activo energético del país, según estudios de IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía) [48], concluyen que España tiene un gran potencial de las energías renovables, muy superior a la demanda energética nacional y a los recursos energéticos de origen fósil existentes. El potencial de energía solar es el más elevado, puede representarse en términos de potencia eléctrica de varios TW, después estaría la energía eólica, con un potencial evaluado en 340 GW y luego el potencial hidroeléctrico evaluado en 33GW. El resto de tecnologías acredita un potencial aproximado a 50 GW, con mayor potencial de las energías de las olas y geotermia.

Tipos de apoyos

Las instituciones Europeas y del resto del mundo han establecido sistemas de apoyo a las energías renovables para regular el precio de la venta de la electricidad generada por éstas. Se introduce una ayuda fiscal o financiera por kW de capacidad instalada, o por fijación total o parcial de las tarifas a percibir por cada kWh generado e incorporado a la red. Se pueden clasificar según:

-Si la intervención regulatoria actúa sobre el precio o retribución recibida, o si lo hace sobre la cantidad de potencia a instalar o de energía a generar.

-Si la intervención actúa en la fase inicial de inversión o en la fase posterior de generación de electricidad.

Hay dos tipos de sistemas de apoyo a la electricidad de origen renovable: basados en inversión y basados en generación. A su vez, ambos se pueden clasificar según precios regulados o cantidades reguladas.

	Precios regulados	Cantidades reguladas
Basados en la inversión	-Subvención a la inversión. -Desgravaciones fiscales.	-Subastas
Basados en la generación	-Tarifas o primas reguladas.	-Cuotas -Certificados Verdes

Figura 8- Tabla de los sistemas de apoyo a la electricidad de origen renovable.

En la Unión Europea los métodos de apoyos más utilizados, se centran en las tarifas o primas reguladas, en las cuotas y certificados verdes.

Las tarifas o primas reguladas (feed-in tariffs, FIT), es el método que se utiliza en mayor medida en los países de la Unión Europea como Francia, Alemania, Portugal [45], mientras que en España se permite a los generadores poder elegir cada año por la tarifa regulada total o la prima, si deciden participar. Se basa en que los generadores de energía renovable tienen derecho a vender toda su producción y a un precio fijado legalmente, si es en su totalidad será tarifa regulada total, y si es una parte será una prima o incentivo. Este método se caracteriza por fijar administrativamente los precios o primas, cuyos valores varían adaptándose a las diferentes características de cada generador renovable. Casi todos los países que utilizan este método, garantizan un periodo de tiempo que va desde un mínimo de 15 años y un máximo de la vida útil de la central. Además, tiene que dar estabilidad en su forma de evolucionar cada año, provocando que los inversores puedan predecir su retribución durante el proyecto y así incentivar la inversión, promoviendo la expansión de las fuentes renovables. También señalar que los factores económicos pueden no ser suficientes para incentivar la creación de centrales renovables, ya que depende de otros factores como la política, medidas sociales, administrativas, ambientales y tecnológicas.

El otro método empleado en otros países Europeos como Gran Bretaña, Suecia, Italia, Bélgica, Rumania y Polonia [45], es el sistema de cuotas y certificados verdes.

Este tipo de apoyo se basa en una imposición legal sobre los consumidores, suministradores o generadores, dependiendo de los casos, son obligados a un determinado porcentaje o cuota de producción o suministro eléctrico, que provenga de energías renovables. Los periodos de contrato son normalmente de un año y cuando se acaban, los sujetos obligados por la cuota deberán demostrar su cumplimiento mediante la entrega de una cantidad de certificados verdes que equivalen a la cuota fijada, por la autoridad regulatoria nacional. El certificado verde equivale a un MWh de energía renovable, los certificados verdes se entregan previamente y gratuitamente por el regulador a los generadores de energías renovables, dependiendo de su producción y de los MWh generados. Es un sistema neutro que promueve el desarrollo de las tecnologías más competitivas, por esto algunos países han introducido modificaciones para promover al resto de las tecnologías y que cada tecnología reciba una cantidad diferente de certificados verdes por cada kWh generado. Para que las tecnologías más caras reciban más certificados y no quedar fuera del mercado. Con este método, los generadores tienen dos tipos de bienes que vender en el mercado, por un lado la electricidad y por el otro los certificados verdes, si no se entregan los kWh establecidos, los generadores serán penalizados. Un problema que puede surgir en este método es la incertidumbre que se crea sobre el precio futuro de los kWh renovables, llevando a crear incertidumbre de riesgo para los inversores.

Con estos sistemas, se apoya al incentivo de energías renovables para que se introduzcan en el mercado competitivamente. Debido a la lucha de los generadores de energías renovables para entrar en un mercado competitivo, estos se sitúan en posición contraria a los pagos por capacidad, ya que incentivan el uso de centrales convencionales. Las empresas de energías renovables se oponen a unos pagos, que consideran son muy beneficiosos, ya que recuperan gran parte de los costes de inversión. Las tecnologías renovables son más caras, aportan más beneficios ambientales y futuros ahorros en costes de la electricidad, ya que en el largo plazo se irá reduciendo la dependencia energética respecto a otros países. Son fuertes, inagotables, que generan riqueza y empleo de calidad de manera directa o indirecta.

Principal problema de las energías renovables

El principal problema de estas tecnologías es su incertidumbre, lo cual provoca que se recurra a los pagos remunerados para conseguir asegurar el suministro eléctrico en su totalidad. Debido a este motivo, las empresas generadoras de energías renovables se inclinan porque se apoye a la investigación de sistemas de almacenamiento de energía.

Poco a poco se están mejorando las ayudas a la investigación como en el caso de España [49]. Una empresa ha instalado por primera vez una planta de almacenamiento de energía en agosto de 2012 en Canarias. La planta consta de 1 MW de potencia, con la más avanzada tecnología en almacenamiento. El objetivo de esta nueva instalación es demostrar la viabilidad técnica y económica de los sistemas de almacenamiento a gran escala y solucionar la mejora de la fiabilidad y operación de la red. La planta podrá

suministrar 3MWh de energía para apoyar la gestión de la demanda pico y proporcionar servicios auxiliares para regular la frecuencia y control de tensión. Parte de esta instalación está subvencionada por la Unión Europea para investigar sobre el almacenamiento de energía en entornos insulares y luego trasladarlo a Europa.

7.4 Exceso de pagos por capacidad

7.4.1 Introducción

En este apartado se analiza si los pagos por capacidad son excesivos, por los que han protestado gran cantidad de empresas de energías renovables. Éstas consideran que el dinero destinado a retribuir a las empresas convencionales para asegurar el suministro eléctrico es excesivo, ya que para conseguir que las empresas convencionales inviertan y produzcan, obtienen pagos muy beneficiosos con los que hacen frente a sus costes de inversión y además consiguen un gran margen de beneficio.

En la normativa española se definen tipos de servicios; el primero, el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el segundo, el servicio de disponibilidad a medio plazo.

Si una empresa recibe pagos por capacidad en concepto de incentivo a la inversión, también podrá optar al servicio de disponibilidad. Según dice la Orden ITC/3127/2011, “el servicio de disponibilidad a medio plazo, estará destinado a promover la disponibilidad en un horizonte temporal igual o inferior al año para instalaciones que a falta de los pagos por este concepto (servicio de disponibilidad) pudieran no estar disponibles para fomentar y mantener las condiciones necesarias para garantizar el suministro en el corto y medio plazo”.

Según la normativa española, el responsable de entregar el incentivo a cada titular de las instalaciones correspondientes es el Operador del Sistema. El primer incentivo a la inversión se estableció en la Orden ITC/2794/2007 y fue de 20.000 €/MW/año, pero en la Orden ITC/3127/2011, el incentivo a la inversión se aumenta a 26.000 €/MW/año y con carácter excepcional para el año 2012 se reduce a 23.400 €/MW/año, en el Real Decreto Ley 13/2012. De igual forma la cuantía del incentivo a la inversión medioambiental establecida en 8.750 €/MW/año en la Orden 3127/ 2011, se reduce con carácter excepcional para el año 2012 a 7.875 €/MW/año, en el Real Decreto Ley 13/2012.

Mientras la retribución anual por disponibilidad será calculada mediante la siguiente fórmula:

$$RSD_{ij} = a \times \text{ind}_j \times P_{Ni}$$

Donde:

RSDij: Retribución anual por disponibilidad del grupo i correspondiente a la tecnología j, se expresa en euros.

a: es un índice que representa la retribución anual por disponibilidad, expresada en euros por MW. El valor de este índice será 5.150 €/MW. Para años posteriores el valor del índice lo designará MINETUR.

indj: es un índice que representa la disponibilidad de la tecnología j, expresada en términos unitarios con tres decimales. Para años posteriores el valor del índice lo designará MINETUR.

Los valores de este índice en esta orden serán:

- Centrales de ciclo combinado: 0,913.
- Centrales de carbón: 0,912.
- Centrales de fuel-oíl: 0,877.
- Centrales hidráulicas de bombeo y embalse: 0,237.

PNi: es la potencia neta del grupo i que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o parte de esa potencia, que se pone a disposición del Operador del Sistema. La potencia neta se expresa en MW.

7.4.2 Ejemplos

Ejemplos de centrales de ciclo combinado:

Ejemplo 1.

Una central de ciclo combinado que entró en funcionamiento en 2005 con un coste de inversión de 233 millones de euros e instalando una potencia de 400 MW [51].

Incentivo a la inversión:

Como la central empezó el funcionamiento en 2005, si se le asigna, podrá cobrar este servicio durante 10 años. El 29 de septiembre del 2007 en la Orden ITC/2794/2007 se estableció el pago de 20.000 €/MW/año, hasta el 19 de noviembre de 2011, que entró en vigor la Orden ITC/3127/2011, y aumentó a 26.000 €/MW/año. Para el año 2012 que reduce la cantidad a 23.400 €/MW/año con carácter excepcional, en el Real Decreto Ley 13/2012, entró en vigor el 31 de marzo de 2012.

Por lo tanto esta empresa habrá obtenido las siguientes remuneraciones:

-De 2005 hasta 2010. Suponiendo que empezó el cobro de la inversión en diciembre de 2005, obtuvo el incentivo a la inversión de 20.000 €/MW/año.

$20.000 \text{ €/MW/año} \times 400 \text{ MW} \times 6 \text{ años} = 48.000.000 \text{ €}$.



-Desde noviembre de 2011 hasta marzo 2012, con el cambio del incentivo a la inversión en la Orden ITC/3127/2011, que aumentó a 26.000 €/MW/año.

$$26.000\text{€/MW/año} \times 400 \text{ MW} \times 1 \text{ año} = 10.400.000 \text{ €}.$$

-Excepcionalmente para 2012. A partir de marzo, con la introducción excepcional para este año, en el Real Decreto Ley 13/2012, se reduce a 23.400 €/MW/año.

$$23.400 \text{ €/MW/año} \times 400 \text{ MW} \times 1 \text{ año} = 9.360.000 \text{ €}.$$

-Para los años restantes del incentivo a la inversión. Suponiendo que no se vuelva a cambiar el incentivo y continúe el establecido en 2011, con 26.000 €/MW/año.

$$26.000 \text{ €/MW/año} \times 400 \text{ MW} \times 2 \text{ años} = 20.800.000 \text{ €}.$$

La suma total del incentivo a la inversión que obtendrá la empresa al cabo de 10 años será de 88.560.000 €. La empresa obtendrá por haber construido la central 88.560.000 € y su inversión inicial fue de 233.000.000 €, con lo cual en 10 años recupera un gran porcentaje de la inversión, un 38 % de la inversión inicial.

Durante estos años habrá obtenido esta remuneración, más el dinero que haya obtenido en el mercado al vender su energía eléctrica, por lo que parece, obtendrá una gran cantidad de beneficios y resultará rentable invertir en nueva generación.

Servicio de disponibilidad:

Si actúa como servicio de disponibilidad, tiene un índice establecido en la actualidad que representa la retribución anual por disponibilidad de 5.151 €/MW, y un índice que representa la disponibilidad de la tecnología de la central de ciclo combinado 0,913. En este caso, se obtienen los siguientes pagos:

$$RSD_{ij} = a \times \text{ind}_j \times P_{Ni} = 5.151 \text{ €/MW} \times 0,913 \times 400 \text{ MW} = 1.881.145,2 \text{ €}$$

Cada año que aporte este servicio de disponibilidad, obtendrá 1.881.145,2 €, una cantidad muy pequeña si la comparamos con lo que percibe en un año por el incentivo a la inversión, que sería 10.400.000 € cada año, para lo establecido la Orden ITC/3127/2011.

Ejemplo 2.

Otra central de generación de ciclo combinado, inició su construcción en 2004 y en 2005 empezó su funcionamiento, tuvo un coste de 800 millones de euros, instalando 1.200 MW [52].

Incentivo a la inversión:

Como la central empezó el funcionamiento en 2005, si se le asigna, podrá cobrar este servicio durante 10 años. El 29 de septiembre del 2007 en la Orden ITC/2794/2007 se estableció el pago de 20.000 €/MW/año, hasta el 19 de noviembre de 2011, que entró en vigor la Orden ITC/3127/2011, y aumentó a 26.000 €/MW/año. Para el año 2012 que reduce la cantidad a 23.400 €/MW/año con carácter excepcional, en el Real Decreto Ley 13/2012, entró en vigor el 31 de marzo de 2012.

Por lo tanto esta empresa habrá obtenido las siguientes remuneraciones:

-De 2005 hasta 2010. Suponiendo que empezó el cobro de la inversión en noviembre de 2005, obtuvo el incentivo a la inversión de 20.000 €/MW/año.

$$20.000 \text{ €/MW/año} \times 1.200 \text{ MW} \times 6 \text{ años} = 144.000.000 \text{ €}.$$

-Desde noviembre de 2011 hasta marzo 2012, con el cambio del incentivo a la inversión en la Orden ITC/3127/2011, que aumentó a 26.000 €/MW/año.

$$26.000 \text{ €/MW/año} \times 1200 \text{ MW} \times 1 \text{ año} = 31.200.000 \text{ €}.$$

-Excepcionalmente para 2012. A partir de marzo, con la introducción excepcional para este año, en el Real Decreto Ley 13/2012, se reduce a 23.400 €/MW/año.

$$23.400 \text{ €/MW/año} \times 1.200 \text{ MW} \times 1 \text{ año} = 28.080.000 \text{ €}.$$

-Para los años restantes del incentivo a la inversión. Suponiendo que no se vuelva a cambiar el incentivo y continúe el establecido en 2011, con 26.000 €/MW/año.

$$26.000 \text{ €/MW/año} \times 1200 \text{ MW} \times 2 \text{ años} = 62.400.000 \text{ €}.$$

La suma total del incentivo a la inversión que obtendrá la empresa al cabo de 10 años será de 265.680.000 €. La empresa obtendrá por haber construido la central 265.680.000 € y su inversión inicial es de 800.000.000 €, con lo cual en 10 años recupera un porcentaje de la inversión inicial de 33,21 %.

Servicio a la disponibilidad:

Si actúa como servicio de disponibilidad, tiene un índice establecido en la actualidad que representa la retribución anual por disponibilidad de 5.151 €/MW, y un índice que representa la disponibilidad de la tecnología de la central de ciclo combinado 0,913. En este caso, se obtienen los siguientes pagos:

$$RSD_{ij} = a \times \text{indj} \times PNi = 5.151 \text{ €/MW} \times 0,913 \times 1.200 \text{ MW} = 5.643.435,6 \text{ €}$$

Cada año que aporte este servicio de disponibilidad, obtendrá 5,6 millones de euros, una cantidad muy pequeña si la comparamos cuanto percibe en un año por el incentivo a la inversión, que sería 31.200.000 € cada año. Esta remuneración aporta una pequeña ayuda a la empresa pero no obtendrá tantos beneficios.

7.4.3 Conclusiones

Ante estos datos, se muestra que las empresas que cobren el incentivo a la inversión, recuperarán aproximadamente un tercio de la inversión inicial, para estos casos un 33,21% y un 38% respectivamente. También, se tiene que tener en cuenta que la empresa que obtenga el incentivo a la inversión, también puede recibir el servicio a la disponibilidad aumentando sus ingresos. Estos pagos excesivos, según algunas opiniones, perjudican la competencia de otras empresas generadoras que intentan entrar en los mercados, pero sin asegurarse recuperar su inversión, por lo cual otras centrales que no puedan optar a esta remuneración tienen una gran desventaja económica, situación que es contraria a la competencia.

Durante los años que las empresas generadoras han obtenido esta remuneración, más el dinero que hayan obtenido en el mercado al vender su energía eléctrica, obtendrán una gran cantidad de beneficios y resultará rentable invertir en nueva generación. Ante tal beneficio que consiguen determinadas empresas generadoras, se provocará un gran incremento de la nueva inversión y se podría llegar a un exceso de capacidad.

También cabe destacar, que el cambio cada pocos años del incentivo a la inversión provoca incertidumbres en las empresas de generación, que quieran invertir en nueva capacidad, ya que no podrán calcular con exactitud lo que recuperarán de la inversión. Aun así, mientras los precios continúen en valores de sobre los 20.000 €/MW/año, la inversión será rentable y se obtendrán beneficios, de las que otras centrales de generación no disponen.

8. Conclusiones

Se puede afirmar que con la actividad desarrollada, se han cumplido los objetivos propuestos del PFC:

- Se han analizado los mecanismos existentes en los distintos mercados eléctricos para garantizar la inversión en capacidad de generación futura, que garantice el suministro de electricidad.

- En particular, se ha analizado el mecanismo de los pagos por capacidad establecidos en España.

- Se han analizado las diferentes opiniones de expertos sobre las ventajas y desventajas del mecanismo remunerado de pagos por capacidad.

Después de haberse analizado la información existente sobre pagos por capacidad, las normativas vigentes en la actualidad en España, los modelos de mecanismos utilizados por diferentes países para garantizar la potencia y las opiniones de diferentes expertos y organismos, tanto nacionales como internacionales, se pueden sacar numerosas conclusiones.

Para empezar, este es un debate abierto que se está produciendo en el sistema eléctrico internacional en el que políticos, académicos y demás profesionales del sector, proponen sus diferentes ideas y de las cuales no se ha llegado a una solución común, por lo que cada país elige por sus características un tipo de modelo dependiendo de su mercado y mix eléctrico.

Según la teoría económica energética, no habría ninguna necesidad de fijar mecanismos de compensación para incentivar la inversión a futuro de nueva capacidad. En teoría los mercados basados únicamente en el precio marginal de casación (energy-only markets) no logran solucionarlos, por lo que se presentan posibles alternativas para garantizar la inversión en capacidad futura como la introducción de mecanismos remunerados por capacidad o por el contrario se intentan aplicar medidas de mejoras de los actuales mercados eléctricos como las propuestas por Eurelectric e IFIEC.

Hay propuestas muy interesantes como el aumento de inversión en las interconexiones, que permiten importaciones y exportaciones adicionales en momentos de escasez o abundancia de energía. Pero para que se puedan establecer estas medidas se requerirá tiempo, y compromiso de la UE para el incremento de la capacidad de interconexión, evitando los problemas que puedan surgir por la obtención de licencias, dificultades del terreno de cada país, cuestiones de financiación y coordinación de los sistemas.

A día de hoy surgen gran cantidad de problemas de difícil solución para implementar estas medidas, en un tiempo razonable. Además, está la complejidad del gran desarrollo de un mercado común europeo que pueda solucionarlo, por lo que la Comisión Europea tendrá que crear organismos para desarrollar este gran proyecto, en el que se establezcan



las bases y se apoye económicamente para implantar el mercado común y así poder mejorar todos los mercados europeos.

Por otro lado, mientras se toman las decisiones para afrontar el futuro, en el presente se pueden establecer mecanismos de remuneración por capacidad, como los pagos por capacidad para evitar los principales problemas de suministro, permitiendo que algunos generadores puedan recuperar parte de sus costes de inversión y consiguiendo incentivar la inversión en nueva generación. Estos pagos tienen que hacerse de una manera más controlada, que los pagos incentiven la nueva inversión pero sin que haya un exceso de capacidad instalada, por lo que el regulador debería controlar de una forma imparcial si el país necesita instalar nueva capacidad para poder abastecer la demanda.

En cuanto a mi experiencia personal, la realización de este proyecto me ha supuesto un complemento importante a mi formación. Por una parte, me ha permitido aprender bastante sobre los mercados eléctricos y su funcionamiento, temas regulatorios del sector eléctrico, además de tener un mayor conocimiento sobre un tema interesante y actual como los pagos por capacidad, del que desconocía su existencia.

Por otro lado, he obtenido como resultado el aprendizaje al revisar documentos de diferentes empresas, y al contrastarlos con distintas opiniones. También, he aprendido a analizar tanto la normativa española sobre el funcionamiento del mercado eléctrico español y pagos por capacidad, como en normativa europea.

9. Presupuesto

El presupuesto estimado para la realización de este proyecto se puede observar en la figura 9.



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID Escuela Politécnica Superior

PRESUPUESTO DE PROYECTO

1.- Autor: **Jose Antonio Sánchez Jiménez**

2.- Departamento: **Ingeniería Eléctrica**

3.- Descripción del Proyecto:

- Título: **Sistemas Eléctricos. Pagos por Capacidad vs Mercados por Capacidad.**
 - Duración (meses): **7 meses**
 Tasa de costes Indirectos: **20%**

4.- Presupuesto total del Proyecto (valores en Euros):

5.236 Euros

5.- Desglose presupuestario (costes directos)

PERSONAL

Apellidos y nombre	Categoría	Dedicación Meses	Coste hombre mes	Coste (Euro)	Firma de conformidad
Sánchez Jiménez, Jose Antonio	Becario	7	600	0,00	
				4.200	
				0,00	
				0,00	
				0,00	
Hombres mes ^{a)} 1					

^{a)} 1 Hombre mes = 131,25 horas. Máximo anual de dedicación de 12 hombres mes (1575 horas)
 Máximo anual para PDI de la Universidad Carlos III de Madrid de 8,8 hombres mes (1.155 horas)

EQUIPOS

Descripción	Coste (Euro)	% Uso dedicado proyecto	Dedicación (meses)	Periodo de depreciación	Coste imputable ^{d)}
Ordenador personal. Modelo: Portátil Samsung 900X3A-B01ES	1.118,12	100	7	60	130,45
Impresora Samsung clp 320n	185,41	100	7	60	21,63
Consumibles (Papel, Tinta...)	100,00	100	7	60	11,67
		100		60	0,00
					0,00
Total (€)					163,75

^{d)} Fórmula de cálculo de la Amortización:

$$\frac{A}{B} \times C \times D$$

A = nº de meses desde la fecha de facturación en que el equipo es utilizado

B = periodo de depreciación (60 meses)

C = coste del equipo (sin IVA)

D = % del uso que se dedica al proyecto (habitualmente 100%)

SUBCONTRATACIÓN DE TAREAS

Descripción	Empresa	Coste imputable
Total		0,00

OTROS COSTES DIRECTOS DEL PROYECTO ^{e)}

Descripción	Empresa	Costes imputable
Total		0,00

^{e)} Este capítulo de gastos incluye todos los gastos no contemplados en los conceptos anteriores, por ejemplo: fungible, viajes y dietas, otros,...

6.- Resumen de costes

Presupuesto Costes Totales	Presupuesto Costes Totales (€)
Personal	4.200
Amortización	164
Subcontratación de tareas	0
Costes de funcionamiento	0
Costes Indirectos	873
Total	5.236

Figura 9 - Presupuesto.

Glosario de Términos

ACER: Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

AdC: Autoridad de la Competencia portuguesa.

APPA: Asociación de Productores de Energías Renovables.

CERA: Asesoramiento del Servicio del Gas Europeo, European Gas Advisory Service.

CESUR: Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso.

CNC: Comisión Nacional Competencia en España.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

CUR: Comercializadores de Último Recurso.

ENTSO-E: La Asociación Europea de Transportistas y Operadores de Sistemas Eléctricos, European Network of Transmission System Operators for Electricity.

ERSE: Entidad Reguladora del Servicio Energético en Portugal.

IFIEC: International Federation of Industrial Energy Consumers. Federación Internacional de Industriales Intensivos en Consumo de Energía.

LSE: Ley del Sector Eléctrico.

MIBEL: Mercado Ibérico de Electricidad.

MINETUR: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

NETA: International Electrical Testing Association, Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas.

OMEL: Una entidad privada que se encarga de gestionar el mercado y garantizar que la contratación se lleve en condiciones de transparencia, objetividad e independencia.

OMIP: Una entidad privada independiente que gestiona un mercado, en el que los contratos están estandarizados y los participantes se adhieren a unas reglas determinadas de participación y negociación.

OS: Operador del Sistema.

OTC: Over the counter, es un mercado no organizado.

PFC: Proyecto Fin de Carrera.



PIB: Producto Interior Bruto.

PNRE-GIC: Plan Nacional de Reducción de Emisiones de la Grandes Instalaciones de Combustible Existentes.

REE: Red Eléctrica de España.

RES: Estándar de Energías Renovables, Renewable Electricity Standard.

RESAP: Plan de Acción de las Energías Renovables, Renewables Action Plan.

TSO: Transportista y Operador del Sistema, es la entidad encargada de transportar la energía en forma de gas natural o de energía eléctrica a nivel nacional o regional, utilizando la infraestructura fija.

TUR: Tarifa de Último Recurso.

UE: Unión Europea.

UNESA: Asociación Española de la Industria Eléctrica.

Contratos con entrega física: Contratos con obligación de entrega de la energía.

Contratos con liquidación financiera: Contratos sin obligación de entrega de energía.

Coste de oportunidad: valor de una alternativa a la que se renuncia al adoptar una decisión de inversión.

Coste fijo: coste que no varía cuando varía la cantidad producida.

Demanda máxima: Es el valor más alto en la curva de carga anual.

Mercados “pay-as-bid”: Mercados en los que un generador recibe exactamente el precio que él ha ofertado.

Mercados marginalistas: Mercados en los que todos los generadores casados reciben un mismo precio, el que se determina por el cruce de las curvas de ofertas y demanda.

Ofertas casadas: Son las ofertas de venta y de compra que se convierten en compromisos firmes de venta / compra de energía.

Pagos por capacidad: pago regulado destinado a garantizar que existe potencia disponible suficiente a medio y largo plazo para la cobertura del suministro de energía eléctrica en todos los nodos de la red.



Pérdidas: energía total pérdida en las redes de transporte y distribución, medida como la diferencia porcentual entre la demanda en barras de central y la demanda en consumo.

Potencia demandada: aquella alcanzada por un suministro durante un periodo determinado.

Potencia firme del generador: Es la potencia total que un generador puede disponer en un sistema en un periodo determinado.

Precio marginal: el precio que se determina por el cruce de las curvas de oferta y demanda.

Red Inteligente: Es una evolución tecnológica del sistema de distribución de energía que combina las instalaciones tradicionales con modernas tecnologías de monitorización, sistemas de información y telecomunicaciones.

Tarifa: regularización de las cantidades que un cliente tiene que pagar por el uso de la electricidad.



Bibliografía

- [1] UC3M. Concepto de instalación eléctrica de Media Tensión. Instalaciones Eléctricas.
- [2] REE. El sistema eléctrico español, avance del informe de 2011. Fecha del 4 de enero de 2012.
- [3] Formación de precios en los mercados a plazo de electricidad. www.energiaysociedad.es. Accedido el 19 de abril de 2012.
- [4] Formación de precios en el mercado diario de electricidad. www.energiaysociedad.es. Accedido el 19 de abril de 2012.
- [5] CNE. Informe de supervisión de mercados a plazo de energía eléctrica en España. Versión pública del 13 de marzo de 2012.
- [6] CNE. Informe sobre la relación de los precios del mercado spot y el de los mercados a plazo. 27 de julio de 2010.
- [7] OMEL. Mercado diario. www.omel.es. Accedido el 23 de abril de 2012.
- [8] www.ree.es. Accedido el 23 de abril de 2012.
- [9] Competencia y poder de mercado. www.energiaysociedad.es. Accedido el 2 de mayo de 2012.
- [10] Competencia en el mercado eléctrico. www.energiaysociedad.es. Accedido el 4 de mayo de 2012.
- [11] Inversión y seguridad de suministro en un mercado liberalizado. www.energiaysociedad.es. Accedido el 4 de mayo de 2012.
- [12] CNE. Guía informativa para los Consumidores de Electricidad. Julio 2011.
- [13] Giulio Federico y Xavier Vives con la colaboración de Natalia Fabra. Competencia y Regulación en los Mercados Españoles del Gas y la Electricidad. Informes del Centro Sector Público- Sector Privado 1. IESE - Universidad de Navarra – Universidad de Deusto y Centro Sector Público – Sector Privado – Instituto Vasco de la Competitividad. Noviembre 2008.
- [14] OMEL. Miembros del Mercado. Lista de Agentes y de Unidades. <http://www.omel.es/inicio/informacion-de-agentes/miembros-del-mercado>. Accedido el 17 de octubre de 2012.
- [15] CNE. El consumo eléctrico en el mercado peninsular en el año 2010. Clasificación de los consumidores según actividad económica, banda de precios y características del suministro. 17 de junio de 2011.

- [16] Juan de la Cruz Ferrer. Bases para el diseño de los mercados eléctricos. Madrid, septiembre 2006.
- [17] Ley 54/1997, de 27 noviembre, Ley del Sector Eléctrico. CNE 5ª Edición, 2008.
- [18] APPA. Libro Blanco de la Generación Eléctrica en España. La visión de los productores de energías renovables (APPA). Marzo de 2005.
- [19] Grupo de Trabajo – CIER 08. Regulación del Sector Eléctrico 2011, Brasil. <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/brasil>. Accedido el 20 de junio de 2012.
- [20] Grupo de Trabajo – CIER 08. Regulación del Sector Eléctrico 2011, Chile. <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/chile>. Accedido el 23 de junio de 2012.
- [21] Desarrollo del Mercado Eléctrico en Brasil. Pontificia Universidad Católica de Chile. <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno97/brazil.htm>. Accedido el 25 de junio de 2012.
- [22] Olga Umpiérrez. Análisis de impactos hidrológicos del “El Niño”- Compilación estudios e investigación.
- [23] Rocío Millán Navarro. Los Mercados de Futuro de Electricidad. Endesa distribución Eléctrica. Sevilla, diciembre 1996.
- [24] José Ignacio Pérez Arriaga, Carlos Batlle, Carlos Vázquez. Los Mercados Eléctricos en Europa. Instituto de Investigación Tecnológica Universidad Pontificia Comillas. Madrid, 2006.
- [25] Artículo 7.1 de la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo. <http://eur-lex.europa.eu/es/index.htm>. Accedido el 20 de septiembre de 2012.
- [26] Alejandro Díaz-Bautista. Experiencias internacionales en la desregulación eléctrica y el sector en México. Editado por Plaza y Valdés, S.A. de C.V., en 2005.
- [27] Jaime Millán. Entre el Mercado y el Estado: Tres Década de Reformas en el Sector Eléctrico de América. Banco Interamericano de Desarrollo 2006. Producido por el Departamento de Desarrollo Sostenible del BID.
- [28] Soraya Salome Molina Jaramillo. Análisis de la remuneración de potencia en un mercado eléctrico mayorista: Propuestas para aplicación en el Ecuador. Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero en electrónica y control. Quito, 26 de septiembre del 2008.
- [29] Soledad Arellano S., Oscar Moya A., Rodrigo Palma B. y Hugh Rudnick V.D.W. Procedimiento de determinación de potencia firme y balances de potencia bajo Ley 19.940 de marzo de 2004. Informe final 6 de septiembre de 2004.



- [30] Pedro Montoya Insausti. Análisis de largo plazo del sector energético español. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, octubre de 2008.
- [31] Orden ITC/2794/2007 de 27 de septiembre. www.boe.es.
- [32] Orden ITC/3127/2011 del 17 de noviembre. www.boe.es.
- [33] Real Decreto-Ley 13/2012 del 30 de marzo. www.boe.es.
- [34] Real Decreto-Ley 661/2007 del 25 de mayo. www.boe.es.
- [35] Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre. www.boe.es.
- [36] José Ignacio Pérez Arriaga. Documento “Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España”. 30 de junio de 2005.
- [37] Felipe Benguria y Jorge Domínguez. Mercados de Capacidad. Lunes 22 de mayo, 2006. <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno06/CapacityMarkets/Main.html>. Accedido el 10 de octubre de 2012.
- [38] Elerelectric. Junta directiva de Eurelectric.
<http://www.eurelectric.org/about-us/board-of-directors/>. Accedido el 10 de septiembre de 2012.
- [39] Eurelectric. Integración de las Energías Renovables y Diseño del Mercado: ¿son los mecanismos de remuneración por capacidad necesarios para asegurar la suficiente generación?, RES Integration and Market Design: Are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy?
- [40] IFIEC. Documento “Position Paper on Capacity Payments”. 06/03/2012.
- [41] Jorge Fabra Utray. Artículo “El déficit tarifario en el sector eléctrico español”. Fundación sistema.
<http://www.fundacionsistema.com/media/PDF/Fabra210.pdf>. Accedido el 13 de noviembre de 2012.
- [42] Jorge Fabra Utray. Artículo “En la electricidad, los números se imponen”. El País Negocios 22-01-2012.
- [43] Natalia Fabra. Artículo “La Electricidad: Mercados, Inversiones y Garantía de Suministro”. Universidad Carlos III de Madrid y CEPR.
- [44] MINETUR. Publicación “Introducción”. <http://www.minetur.gob.es>. Accedido el 14 de noviembre de 2012.
- [45] Mecanismo de apoyos a las energías renovables. www.energiaysociedad.es. Accedido el 15 de octubre de 2012.



[46] Consejo de la Unión Europea. Bruselas, 2 de mayo de 2007. 7224/1/07. <http://register.consilium.europa.eu/pdf/es/07/st07/st07224-re01.es07.pdf>. Accedido el 6 de noviembre de 2012.

[47] Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la eficiencia energética y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

[48] IDEA. Plan de Energías Renovables 2011-2020. 11 de noviembre de 2011.

[49] ENDESA. Nota de prensa “ENDESA instala en Canarias la primera planta de almacenamiento de energía en España”. 22/08/2012. www.endesa.com

[50] Argen. Semana española de las energías renovables y la eficiencia energética en el marco de energía sostenible para Europa 2005-2008. 28 de enero al 1 de febrero de 2008. <http://www.argem.es>. Accedido el 15 de noviembre de 2012.

[51] EFECOM. Noticia “Central ciclo combinado Aceca en Toledo alcanzó grado de disponibilidad 99%”. www.eleconomista.es. Accedido el 15 de octubre de 2012.

[52] Comunidad Autónoma de la Región de Murcia. Noticia “Las plantas de ciclo combinado de Cartagena convierten a la Región en exportadora de electricidad”. 22/06/2007.

[53] CARM, Comunidad Autónoma de la Región de Murcia. Noticia “Nueva central de ciclo combinado en Escombreras”. www.apc.es. Accedido el 4 de octubre de 2012.